

Escuela Politécnica Superior

Departamento de Tecnología Electrónica



**Universidad
Carlos III de Madrid**

PROYECTO FIN DE CARRERA

ANÁLISIS COMPARATIVO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED SUPERIORES A 500kW

Titulación: Ingeniería Industrial Electricidad

Autor: Rodrigo Aragón Irazusta

Director: Vicente Salas Merino

Leganés, 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA

ANÁLISIS COMPARATIVO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED SUPERIORES A 500kW

Autor: Rodrigo Aragón Irazusta

Director: Vicente Salas Merino

Firma del Tribunal Calificador:

Firma

Presidente:

Vocal:

Secretario:

Calificación:

Leganés, 2013

AGRADECIMIENTOS

La concepción de este proyecto está dedicada a todas esas personas que de una manera u otra me han ayudado a finalizar mi carrera con su constante ánimo y cariño, y que sin ellos todo esto no habría sido conseguido.

Me gustaría aprovechar este momento para agradecer de todo corazón a mis padres Eduardo y M^a del Carmen, ya que sin su constante apoyo, cariño y comprensión durante toda mi vida y especialmente este último tramo de mi carrera, no hubiera logrado nada de lo que a día de hoy he obtenido. Y que su tenacidad y lucha insaciable han hecho de ellos el gran ejemplo a seguir y destacar, no solo para mí, sino también para mis hermanos.

A mis dos hermanos Fernando y Daniel, que son los pilares de mi vida y que siempre han estado a mi lado en todo momento que los he necesitado, dándome fuerzas para nunca decaer.

Agradecer a mis amigos por su apoyo a lo largo de mi carrera.

A mi director de proyecto, Vicente Salas Merino, por dirigir este trabajo y por su constante ayuda, paciencia, preocupación y simpatía que me ha brindado a lo largo de todo este proyecto.

Los resultados de este proyecto, están dedicados a toda mi familia en Argentina que aunque lejos me han apoyado constantemente. Pero sobre todo agradecer con todo mi corazón a mis abuelos que siempre han estado a mi lado guiándome, brindándome todo su cariño y amor, y que sin ellos yo no estaría acá y mucho menos finalizando esta carrera.

A todos ellos muchas gracias...

RESUMEN

A lo largo de todo este siglo XXI, la energía solar fotovoltaica ha sufrido un aumento significativo, es por esto que en este proyecto analizaremos esta energía, para ser más concretos, los inversores fotovoltaicos.

Como primera medida, se comenzará señalando la situación actual y futura de la energía solar fotovoltaica en todo el mundo, Europa y España. Proponiendo además nuevos materiales para la mejora del rendimiento de esta energía renovable.

A continuación, se detallarán los componentes de una instalación solar fotovoltaica. Dentro de esta, nos centraremos en un tipo de instalación, la de conexión a la red eléctrica de distribución. A su vez, se expondrán los distintos parámetros y factores que afectan a los componentes de la instalación fotovoltaica.

De todos los bloques que intervienen en una instalación fotovoltaica el que concierne a este proyecto por su gran importancia es el de conversión, en el cual se encuentra el inversor fotovoltaico. Para un análisis de completo de un inversor fotovoltaico, es necesario un conocimiento exhaustivo del funcionamiento del propio inversor. En el capítulo 3 se detallan las distintas topologías y control de los inversores para obtener una mejora en el rendimiento a la hora de transformar la energía y por lo tanto la optimización del sistema fotovoltaico. Además, se expone diferentes formas de mejorar el inversor, ya sea mediante diferentes filtros LCL, una conexión más fiable o simplemente el uso de un transformador.

Para llevar a cabo este proyecto, se ha recopilado un total de 187 inversores mayores de 500kW de 23 empresas de todas las partes del mundo, lo cual viene detallado en el capítulo 4. Aquí encontraremos un análisis de los distintos parámetros de los inversores fotovoltaicos, sobre todo respecto de sus parámetros de entrada (CC) y de salida (CA), desde su tensión máxima, corriente nominal, etc., hasta un análisis del peso de los inversores respecto de su potencia. Con todos los datos y resultados obtenidos que se realizan durante este capítulo, se llegará a una conclusión final, la cual estará descrita a continuación en el capítulo 5.

ABSTRACT

Throughout all this 21st century, photovoltaic solar energy has suffered a significant increase, that is why in this project will analyze this energy, to be precise, solar inverters.

As a first step, will start pointing out the current situation and future of solar energy worldwide, Europe and Spain. Also proposing new materials for the improvement of the performance of this renewable energy.

Then detailing the components of a solar PV system. Within this, we focus on a type of installation, connection to the electricity distribution network. Turn, will present the various parameters and factors affecting the components of the PV system.

Of all the blocks involved in a PV installation that concerning this project because of its great importance is the conversion, which is the PV inverter. For a full analysis of a PV inverter, you need a thorough understanding of the operation of the inverter itself. Chapter 3 details the different topologies and controls of inverters to obtain an improvement in performance when converting the energy and therefore the optimization of the photovoltaic system. Although, it discusses ways of improving the inverter, either through different filters LCL, a reliable connection, or simply the use of a transformer.

To carry out this project, 187 inverters over 500kW have been compiled from 23 different companies from all over the world, which is detailed in Chapter 4. Here you will find an analysis of the various parameters of the PV inverters, especially with respect to its input parameters (CC) and output (CA), since its maximum voltage, rated current, etc., up to weight analysis to inverters respect of its power. With all the data and results that are performed during this Chapter, we come to a final conclusion, which will be described below in Chapter 5.



ÍNDICE

ÍNDICE

1. Objetivos	1
1.1 Presentación del proyecto.....	2
1.2 Objetivos	2
2. Introducción	4
2.Introducción.....	5
2.1 Impacto social y medioambiental	7
2.2 Beneficios de la energía fotovoltaica	9
2.3 Antecedentes de la energía fotovoltaica	10
2.4 El desarrollo de la energía fotovoltaica en el mundo	13
2.5 El desarrollo de la energía fotovoltaica en España	16
2.6 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas	18
2.7 El Silicio.....	20
2.7.1 Materiales sustitutivos, el Grafeno	22
3. Sistemas fotovoltaicos	24
3.Introducción.....	25
3.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos	26
3.1.1 Sistemas aislados.....	26
3.1.2 Sistemas de conexión a red	27
3.2 Tecnología fotovoltaica	29
3.2.1 La célula solar	29
3.2.2 Parámetros fundamentales de la célula fotovoltaica	31
3.2.3 Panel solar fotovoltaico.....	33
3.2.3.1 Conexión de una célula fotovoltaica	35
3.2.3.2 Conexión de paneles solares	36



ÍNDICE

3.2.3.3 Potencia y punto de máxima potencia.....	37
3.2.3.4 Factores que afectan a los módulos fotovoltaicos	39
3.3 El inversor	41
3.3.1 Partes fundamentales del inversor.....	41
3.3.2 Características de los inversores para instalaciones a red	43
3.3.3 Rendimiento de los inversores.....	46
3.3.4 Rendimiento total.....	47
3.3.5 Rendimiento Europeo	48
3.4 Pérdidas energéticas.....	48
3.5 Normativa	51
3.5.1 Normas UNE-EN	51
3.5.2 Normas IEC.....	52
3.5.3 Reales decretos e instrucciones técnicas	53
3.5.3.1 Instrucciones del REBT	53
3.5.3.2 Instrucciones técnicas MIE-RAT	54
3.5.4 Certificados	54
4. Instalación fotovoltaica de conexión a red: bloques funcionales	55
4.Introducción.....	56
4.1 Evolución de los inversores para sistemas fotovoltaicos.....	56
4.1.1 Inversores Past-centralized	57
4.1.2 Las nuevas cadenas de inversores y módulos de CA	59
4.1.2.1 Nuevas cadenas de inversores	59
4.1.2.2 Módulos de CA.....	61
4.1.3 Las nuevas cadenas de inversores y módulos de CA	62
4.2 Clasificación de las topologías inversoras	63
4.2.1 Número de etapas de Potencia del proceso.....	63



ÍNDICE

4.2.2 Potencia desacoplada	67
4.2.3 Transformadores en inversores y sus conexiones.....	69
4.3 Inversores Multinivel	71
4.3.1 Principio de funcionamiento convertidores multinivel	71
4.3.2 Estrategias de modulación para inversores.....	73
4.4 Estrategias de control	76
4.4.1 Modos de conmutación del inversor	77
4.5 Control por tensión y control por corriente	79
4.5.1 Convertidores de fuente de tensión	80
4.6 Filtros para la conexión a Red	82
4.7 Modulación por ancho de pulso PWM, para inversores en puente completo.....	91
4.7.1 Recomendaciones para los valores de m_a y m_f	94
4.7.2 Inversor monofásico con control PWM Unipolar.....	98
4.7.3 Inversor monofásico con control PWM Bipolar	101
4.7.4 Configuración PWM y su relación con el DAT.....	103
4.8 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)	106
4.8.1 Clasificación del punto de máxima potencia MPPT.....	107
4.8.1.1 Método de la Diferenciación	109
4.8.1.2 Método de Perturbación y Observación (P&O).....	109
4.8.1.3 Método de la Conductancia Incremental	112
4.8.1.4 Método de Control Directo del Ciclo de Trabajo	113
5. Análisis de la técnica de los inversores	116
5.Introducción.....	117
5.1 Inversores	118
5.1.1 AEG	118
5.1.2 Bonfiglioli Vectron	118



ÍNDICE

5.1.3 Converteam	119
5.1.4 Dasstech	119
5.1.5 Emerson Control Techniques	119
5.1.6 Greenpower	120
5.1.7 Helios Systems.....	120
5.1.8 Ingeteam.....	120
5.1.9 Jema	121
5.1.10 KACO New Energy.....	121
5.1.11 LTi REEnergy.....	122
5.1.12 Magnetek.....	122
5.1.13 Padcon.....	122
5.1.14 Power Electronics	123
5.1.15 REFU Elektronik GmbH.....	123
5.1.16 Santerno	124
5.1.17 Satcon.....	124
5.1.18 Siemens	124
5.1.19 SMA.....	125
5.1.20 Sungrow.....	125
5.1.21 TMEIC	126
5.1.22 Vacon	126
5.1.23 W2PS	126
5.2 Inversores aplicados a la fotovoltaica/Configuración de los inversores.....	127
5.3 Parámetros de entrada	132
5.3.1 Tensión máxima de entrada	132
5.3.2 Tensión máxima y corriente máxima frente a la potencia máxima	137



ÍNDICE

5.3.3 Tensión en el punto de máxima potencia (MPPT)	138
5.3.4 Potencia Umbral	143
5.4 Parámetros de salida	145
5.4.1 Tensión y corriente nominal	148
5.4.2 Corrientes nominales de salida y entrada respecto de la potencia nominal	150
5.4.3 Tensiones nominales de entrada y salida respecto de la potencia nominal de salida	152
5.4.4 Tensiones MPPT mínimas y máximas respecto de Potencias nominales de entrada y salida	155
5.4.5 Rendimiento en los inversores.....	158
5.4.5.1 Rendimiento Máximo	159
5.4.5.2 Rendimiento Europeo	163
5.4.5.3 Rendimiento máximo y europeo respecto de la potencia nominal de salida..	167
5.4.6 Análisis de rendimientos de diez fabricantes	169
5.4.6.1 Bonfiglioli Vectron.....	169
5.4.6.2 Converteam.....	171
5.4.6.3 Emerson Control Techniques	173
5.4.6.4 Helios Systems.....	175
5.4.6.5 Ingeteam	177
5.4.6.6 LTi REEnergy	179
5.4.6.7 Power Electronics	181
5.4.6.8 Siemens.....	183
5.4.6.9 SMA	185
5.4.6.10 Vacon.....	187
5.4.7 Parámetros mecánicos.....	189
5.4.7.1 Volumen.....	190



ÍNDICE

5.4.7.2 Peso	193
6. Conclusiones y Trabajos futuros	196
6. 1 Conclusiones	197
6.2 Trabajos futuros	199
7. Bibliografía.....	201
7. Bibliografía.....	202



1. OBJETIVOS

Capítulo 1

OBJETIVOS



1. OBJETIVOS

1.1 Presentación del Proyecto

Durante toda la vida el hombre ha mirado al cielo con gran devoción hacia las estrellas y mucha más a la nuestra. Pero hace tan solo dos siglos que se descubrió un efecto que revolucionaría al mundo, el llamado “Efecto Fotoeléctrico”, el cual mediante el uso de un semiconductor como el Silicio, al interactuar este con la luz (Sol) se obtenía un flujo de electricidad.

En este proyecto analizaremos esta energía, pero nos centraremos principalmente en un componente que realiza una función primordial para el uso de esta energía en nuestras viviendas y por sobre todo, para el transporte de esta; este componente es “El Inversor”.

1.2 Objetivos

El objetivo principal de este proyecto es el análisis y estudio de los inversores fotovoltaicos de conexión a red existentes en el mercado, con una potencia superior a 500KW. En concreto, se basa en el estudio del rendimiento, ya que es uno de los factores determinantes a la hora de elegir un inversor u otro. Con todo esto, se compararán inversores de todo el mundo de distintas marcas y potencias, los cuales estarán expuestos a unas mismas condiciones atmosféricas y técnicas dadas.

Para ello, estudiaremos parte de los componentes que involucran esta energía, aunque nos centraremos principalmente, como se expuso en el párrafo anterior, en el inversor. En primera medida se encuentra el generador (panel). Este es el encargado de transformar la luz solar recibida en energía eléctrica, que luego será enviada al inversor.

El inversor fotovoltaico es el equipo que conecta el generador fotovoltaico con la red eléctrica, e interviene modificando los parámetros de su entrada hasta adaptarlos a las variables de salida. La importancia de éste reside en la relación que se establece entre su funcionamiento y el del generador para obtener un resultado máximo y óptimo a la salida. En otras palabras, se tendrá en cuenta el seguimiento del punto de máxima potencia como variable que facilitará la obtención de una potencia máxima para el vertido a red. Además, se estudiará si existe alguna otra relación notable entre los parámetros de entrada y salida del inversor, así también como el peso y tamaño. Siempre verificando el correcto funcionamiento de las normas nacionales, internacionales y reglamento obligatorio.



1. OBJETIVOS

Una vez obtenida toda la información de la comparativa, se expondrán los inversores que mejores parámetros tienen y que mejores comportamiento han dado respecto de los distintos parámetros analizados. Y llegando así a una conclusión del rendimiento global de cada inversor.



Capítulo 2

INTRODUCCIÓN



2. INTRODUCCIÓN

2. Introducción

Una de las principales fuentes de energía secundaria es la electricidad. La energía eléctrica no se encuentra como tal en la naturaleza. Por ello, el proceso de suministrarla conlleva su generación a partir de fuentes de energía primaria.

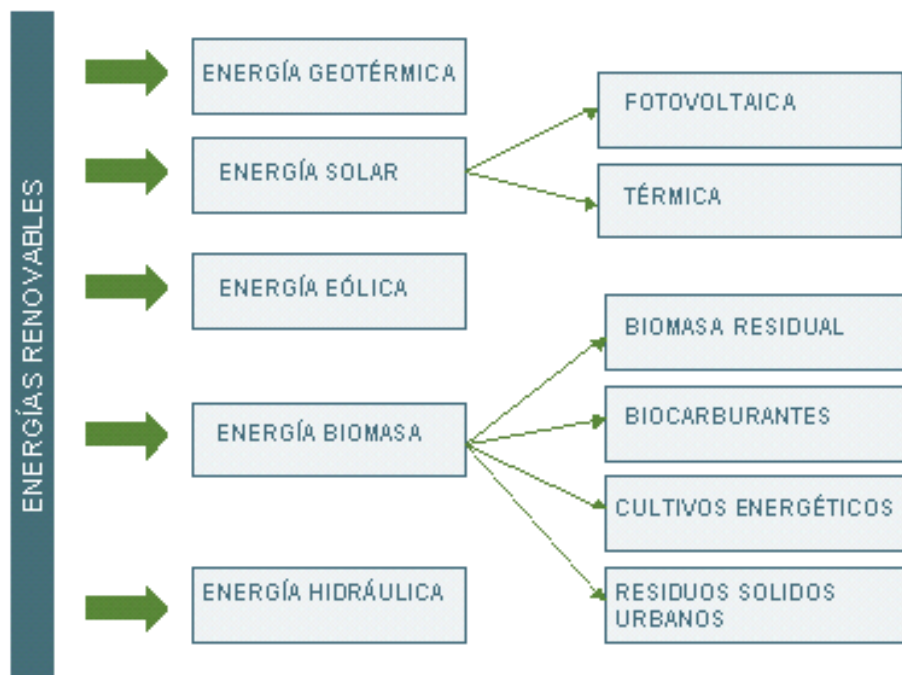
El consumo mundial de la electricidad en las últimas décadas está fuertemente relacionado con el desarrollo de la industria, del transporte y de los medios de comunicación. Hoy en día, gran parte de la electricidad se produce a partir de recursos no renovables como el carbón, el gas natural, el petróleo y el uranio. La velocidad de regeneración es muy lenta, esto da lugar a un riesgo de agotamiento de estos recursos a corto plazo.

Además la demanda está creciendo, siendo superior a la oferta, lo que resulta en una alta fluctuación de los precios mundiales del petróleo. Por otra parte, este tipo de consumo de energía influye sobre el impacto ambiental. Por ejemplo, para el petróleo y el carbón, las importantes emisiones del gas de efecto invernadero se generan diariamente jugando un rol en el cambio climático y el aumento de la contaminación. Estos análisis llevan a buscar las soluciones más innovadoras de abordar el déficit de energía y limitar el impacto negativo sobre el medio ambiente. Así pues, el desarrollo de las fuentes limpias y no contaminantes basadas en energías renovables son cada vez más solicitadas por los productores de energía y el gobierno.

Las energías renovables se plantean actualmente como alternativa a las denominadas energías convencionales aunque no son energías nuevas. Su empleo ha sido generalizado hasta la llegada de fuentes de energía alternativa que actualmente queremos desterrar, como el petróleo, y que contribuyeron a su abandono. Representan el 20% de la energía consumida y son también denominadas energías blandas o limpias siendo su ventaja más significativa su respecto hacia el medio ambiente.

Se trata de energías limpias, que se pueden utilizar de forma auto gestionada, ya que permiten ser aprovechadas en el mismo lugar donde se producen. Se dividen en las siguientes categorías dependiendo de los recursos naturales utilizados para la generación de energía:

2. INTRODUCCIÓN



Las Energías Renovables son fuente de energía continua e inagotable, son la alternativa del futuro ya que su impacto medioambiental es mínimo, frente a las energías actuales. El origen de todas las energías renovables son fuentes naturales como el sol, el agua, el viento y los residuos orgánicos, aunque es sin duda el sol el motor generador de todos los ciclos que dan origen a las demás fuentes. *[[8]- Esther Sanz López-Argumedo]*

La solución para reducir el consumo de energías fósiles es la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, la energía renovable tiene que ser regenerada naturalmente e indefinidamente en el tiempo. La energía del sol responde a estos criterios en su abundancia en la tierra y su regeneración prácticamente infinita. Se puede utilizar directamente como térmica o convertida en energía eléctrica por efecto fotovoltaico, esta última, aunque conocida por muchos años, como una fuente que puede producir energía es de milliwatts a mégawatts, se ha situado durante muchos años en una etapa anecdótica y no se desarrolla aún en grandes proporciones, sobre todo debido a los costes demasiados altos de los paneles solares.

El aprovechamiento de la energía solar nace de dos cuestiones fundamentales: es una fuente inagotable y gratuita, y existe una necesidad de electricidad creciente en el mundo a la vez que se buscan nuevos modelos de generación que sean respetuosos con el medio ambiente.



2. INTRODUCCIÓN

Las ventajas potenciales de la conversión fotovoltaica son muy grandes. Es limpia, segura y su eficiencia aumenta constantemente. Incluso se asegura que, una vez solucionados los problemas científicos y tecnológicos de los sistemas fotovoltaicos, su costo será competitivo con otras tecnologías empleadas en la generación de energía eléctrica.

Como está claro que los humanos somos malos para el medio ambiente, y lo seremos en las futuras generaciones también, es por esto, que es importante que tomemos oportunidades para minimizar este impacto negativo.

2.1 Impacto social y Medioambiental

La cuestión energética, uno de los problemas más importantes que existen hoy en día en el mundo, ha pasado a ser en España un asunto de suma trascendencia social, pues contemplamos, cada vez más alarmantemente, la mala gestión en la materia realizada.

[1]- *Energy Technology perspectives 2012*. Cualquier tipo de explotación de combustibles fósiles tiene como resultado irreversible la emisión de dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera. El carbón es el más contaminante de todos ellos, y sus reservas son limitadas. En el caso Español, el carbón es escaso y tiene un alto contenido en azufre. En la producción de 1 kilovatio/hora de electricidad se emite 1 kg de CO_2 , cuya vida media en la atmósfera es de unos 100 años. Debido al contenido variable de azufre, se producen óxidos de azufre y, con temperaturas superiores a los 1.000 grados, surgen los óxidos de nitrógeno. Ambos se precipitan en forma de lluvia ácida sobre extensas regiones, que, lentamente, se van desertizando. El coste de generación de esta energía es de unos 4 o 5 céntimos de euro por kilovatio/hora, y el ecológico, otro tanto, por lo cual el coste económico real se duplica.

Lo más grave del uso de este recurso energético es un hecho que supera el concepto de impacto ambiental: el número de víctimas que anualmente se cobran las minas de carbón en todo el mundo. Estas cifras son preocupantes en el caso de China y, en un grado menor pero no menos importante, en Ucrania, Siberia y el Gran Norte Ruso. La siniestralidad de la minería china es escalofriante. Se calcula unos 6.027 muertos en sus minas durante el año 2004 (hay fuentes que hablan de 4.153, o de muchos más), y otros 6.300 en 2003. Las cifras precisas no se sabrán nunca.



2. INTRODUCCIÓN

Las reservas de petróleo son asimismo limitadas. También está su potencial accidentalidad, y los accidentes habidos hasta la fecha, provocados por el transporte de este crudo en buques-cisterna monocasco, han sido gravísimos en cuanto a contaminación terrestre. El peor de todos fue el vertido del Exxon Valdes, que derramó más de 40 millones de litros de crudo frente a Prince William Sound, en la costa de Alaska, el 24 de marzo de 1989, provocando una marea negra que se extendió a lo largo de más de 2.500 kilómetros de costa, lo que provocó una auténtica catástrofe para la fauna de aquellas latitudes. También podemos citar el vertido del buque Erika frente a las costas de la Bretaña francesa, en diciembre de 1999, y la mala suerte de nuestro país, con dos desgraciados accidentes: el del Mar Egeo, ocurrido el 3 de diciembre de 1992 frente a la entrada del puerto de La Coruña, y el del Prestige, el 14 de noviembre de 2002. Este último fue un ejemplo de solidaridad española ante el drama de la querida Galicia.

El gas natural es el menos contaminante de los combustibles fósiles. Las reservas son mayores que las de petróleo, pero también limitadas, y Rusia posee el 36%. En la producción de 1 kilovatio/hora se emiten 0,5 kg de CO₂, la mitad que en el caso del carbón, y su coste de generación es de unos 3 o 4 céntimos de euro por kWh. El coste ecológico es de aproximadamente la mitad, por lo que el coste real es aproximadamente la mitad del correspondiente al carbón. Sin embargo, la otra cara es el número de víctimas que causan anualmente las explosiones de gas en todo el mundo y, en particular, en nuestro país. Ahí están los dos accidentes de Repsol YPF en Puertollano, en 1996 y 2003, con un total de 13 muertos y varios heridos, etc.

El uso de energías renovables tiene importantes beneficios medioambientales puesto que sustituyen combustibles fósiles como es el caso del carbón o el petróleo. La concienciación de la preserva del medio ambiente está cada día más presente en la sociedad.

El fomento de las Energías Renovables es uno de los puntos fuertes tanto de la política europea como española.

Para ello se están promoviendo distintos tipos de ayuda por parte de los Gobiernos, para dar apoyo a inversiones y facilitar el desarrollo tecnológico. Se ayuda por tanto a crear una percepción de riesgo menor ante las energías renovables.



2. INTRODUCCIÓN

La Comisión Europea ha desarrollado además varias iniciativas a favor del desarrollo de las Energías Renovables en Europa lo que implica el desarrollo de normativas legales que afectan a todos los estados miembros.

El problema energético se resolverá cuando pueda comercializarse la energía de fusión nuclear, que es la energía de las estrellas y, en particular, de nuestro sol. Es posible que para mediados o finales de este siglo estén ya operativos los primeros reactores.

2.2 Beneficios de la Energía Fotovoltaica

Cada vez son más los países que optan por buscar fuentes de energías renovables, pero existe una que se ha destacado por encima de otras, ésta es la energía solar, la misma se conoce también con el nombre de energía fotovoltaica. Este recurso promete sustentar toda aquella energía producida de forma artificial. La energía fotovoltaica o solar, puede desarrollarse en cualquier país del mundo siempre y cuando cuente con la tecnología adecuada para hacerlo, la energía solar puede ser utilizada mediante placas fotovoltaicas que están formadas por materiales de tipo semiconductores y son las encargadas de transformar los rayos del sol en electricidad. El componente principal de esta fuente de energía fotovoltaica es el silicio un material que posee como característica fundamental una gran conductividad.

La energía fotovoltaica se emplea principalmente en zonas rurales o aisladas, ya que allí no se disponen de sistemas de electricidad artificial y la única forma que estos pueblos o parques protegidos puedan abastecerse es mediante la utilización de esta energía.

La principal característica de la energía fotovoltaica reside justamente en su proceso de acumulación, y es a la vez lo que la diferencia de la energía eléctrica convencional. La ventaja que poseen estos sistemas se relacionan con la capacidad de almacenamiento que tienen, ya que al utilizar a los rayos del sol como fuente de energía, los paneles son capaces de acumularlos y luego repartirlos en horas en donde no haya Sol. La energía eléctrica artificial, en cambio, funciona todo el tiempo pero si por algún problema la misma se corta, no tenemos un sistema de acumulación que nos permita seguir utilizándola.

Los beneficios que obtenemos de la Energía Solar Fotovoltaica son numerosos entre los que destacan:



2. INTRODUCCIÓN

- Se trata de una fuente limpia e inagotable puesto que su fuente es el Sol.
- Bajo impacto medioambiental.
- Elevada calidad energética.

Una de las principales acciones positivas que supone su uso es la reducción de emisiones de CO₂. Por cada 20 Kwh de electricidad producida a partir de la energía solar se dejan de emitir unos 10 Kg de CO₂ al año, en 25 años se evitan 250 Kg de CO₂. Lo que nos da una considerable reducción de la contaminación atmosférica, del "efecto invernadero" producido por las emisiones de CO₂ y del "cambio climático" provocado por el efecto invernadero.

2.3 Antecedentes de la Energía Fotovoltaica

El término "fotovoltaico" proviene del griego φῶς:phos, que significa "luz", y voltaico, que proviene del campo de la electricidad, en honor al físico italiano Alejandro Volta, (que también proporciona el término voltio a la unidad de medida de la diferencia de potencial en el Sistema Internacional de medidas). El término fotovoltaico se comenzó a usar en Reino Unido desde el año 1849.

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, pero la primera célula solar no se construyó hasta 1883. Su autor fue Charles Fritts, quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de sólo un 1%. Los estudios realizados en el siglo XIX por Michael Faraday, James Clerk Maxwell, Nikola Tesla y Heinrich Hertz sobre inducción electromagnética, fuerzas eléctricas y ondas electromagnéticas, y sobre todo los de Albert Einstein en 1905, proporcionaron la base teórica al efecto fotoeléctrico, que es el fundamento de la conversión de energía solar a electricidad.

Russell Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado con anterioridad, en 1914, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles.

La era moderna de la tecnología de potencia solar no llegó hasta el año 1954 cuando los Laboratorios Bell, descubrieron, de manera accidental, que los semiconductores



2. INTRODUCCIÓN

de silicio dopado con ciertas impurezas, eran muy sensibles a la luz. Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de, aproximadamente, el 6%.

Desde su aparición en la industria aeroespacial, donde se ha convertido en el medio más fiable para suministrar energía eléctrica en los vehículos espaciales, la energía solar fotovoltaica ha desarrollado un gran número de aplicaciones terrestres. La producción industrial a gran escala de paneles fotovoltaicos comenzó en la década de los 80.

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Esto hace que la energía solar sea en este país más rentable que en otros. Regiones como el norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

España se encuentra en la tercera posición de productores europeos de energía solar fotovoltaica y quinto a nivel mundial. La fabricación en España abastece al 30% del mercado europeo y al 8% mundial. Por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida respecto al resto de los países de Europa, ya que sobre cada metro cuadrado de su suelo inciden al año unos 1.500 Kilovatios – hora (KWh) de energía, cifra similar a la de muchas regiones de América Central y del Sur.

La primera central fotovoltaica de 100Kwp fue instalada por Iberdrola en San Agustín de Guadalix en 1984. Si hablamos del auge de las instalaciones solares en España, nos remitiremos a 1998, donde el número de instalaciones se reducía a cinco mientras que a finales de abril de 2006 había en España unas 8.374 instalaciones.

Durante este periodo la energía vendida a la red se ha multiplicado por 100: de 1 GWh en 1998, a los 102 GWh en 2006.

El informe de Solar Generation 2007, presentado en el marco del Congreso de la energía solar concentrada (CSP Congress) subrayaba el rápido crecimiento de la industria solar y pronostica la capacidad de generar 300 mil millones de euros anualmente para 2030 y la creación de 6,5 millones de empleos. Según el informe, los principales datos de la energía solar fotovoltaica en 2030 en el mundo serían:



2. INTRODUCCIÓN

- Potencia instalada: 1.272.000 MW.
- Producción de electricidad: 1,8 billones de kilovatios-hora (1.802 TWh).
- Consumidores con conexión a red: 776 millones.
- Consumidores sin conexión a red: 2.894 millones.
- Potencial de creación de empleo: 6,33 millones de puestos de trabajo.
- Valor de mercado: 318.000 millones de euros al año.
- Coste de la electricidad solar: de 0,07 a 0,13 euros por KWh dependiendo del Lugar.
- Reducción acumulativa de CO₂: 6.671 millones de toneladas de CO₂.
- Demanda mundial de electricidad abastecida con energía solar fotovoltaica: 6,4-9,4% en 2030, 20-28% en 2040.

La energía generada mediante los paneles solares, e inyectada a la red está ganando cada vez más visibilidad en las áreas de aplicaciones solares, Figura 2. Esto se debe a la creciente demanda global de energía. No muchos de los sistemas fotovoltaicos se han conectado a red, esto se debe a que su costo es relativamente alto, comparado a otros recursos energéticos más tradicionales, como son el gas, la energía nuclear, hidráulica, eólica, etc.

2. INTRODUCCIÓN

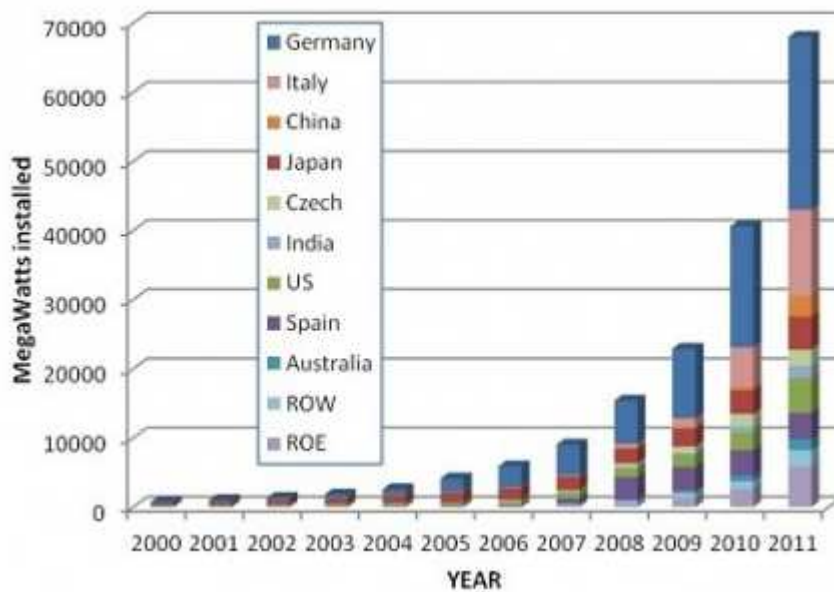


Fig. 2 Instalaciones de generación fotovoltaica. Acumulada en todo el mundo, 68GW fueron instalados a finales del 2011. La capacidad fotovoltaica es ahora un 28% más grande que los parques de aerogeneradores.

En España a principios de este año (2013) la potencia instalada ascendía a 4.381 MW. Lo que hace un incremento respecto del año anterior del 20% y este seguirá creciendo según lo estipulan los distintos organismos de gobierno Español, la Unión Europea y distintas entidades del resto del mundo.

2.4 El desarrollo de la energía fotovoltaica en el mundo

[2]- *EPIA: European Photovoltaic Industry Association*. Durante el período 2000-11, la energía solar fotovoltaica es la tecnología de más rápido crecimiento a nivel mundial de energía renovable, Figura 2.1. Capacidad instalada acumulada de energía solar fotovoltaica alcanzó cerca de 65 gigavatios a finales de 2011, en comparación con sólo 1,5 GW en 2000. En 2011, Alemania e Italia representaron más de la mitad de la capacidad mundial acumulada, seguido por Japón, España, Estados Unidos y China. La energía solar concentrada es un mercado re-emergente. Alrededor de 350 megavatios (MW) de plantas comerciales fueron construidos en California en la década de 1980, la actividad comenzó de nuevo en 2006 en los Estados Unidos y España. En la actualidad, estos dos países son los únicos con capacidad de CSP importante, con cerca de 1 MW, respectivamente, y 500 GW instalados, y más en construcción o en desarrollo.

2. INTRODUCCIÓN

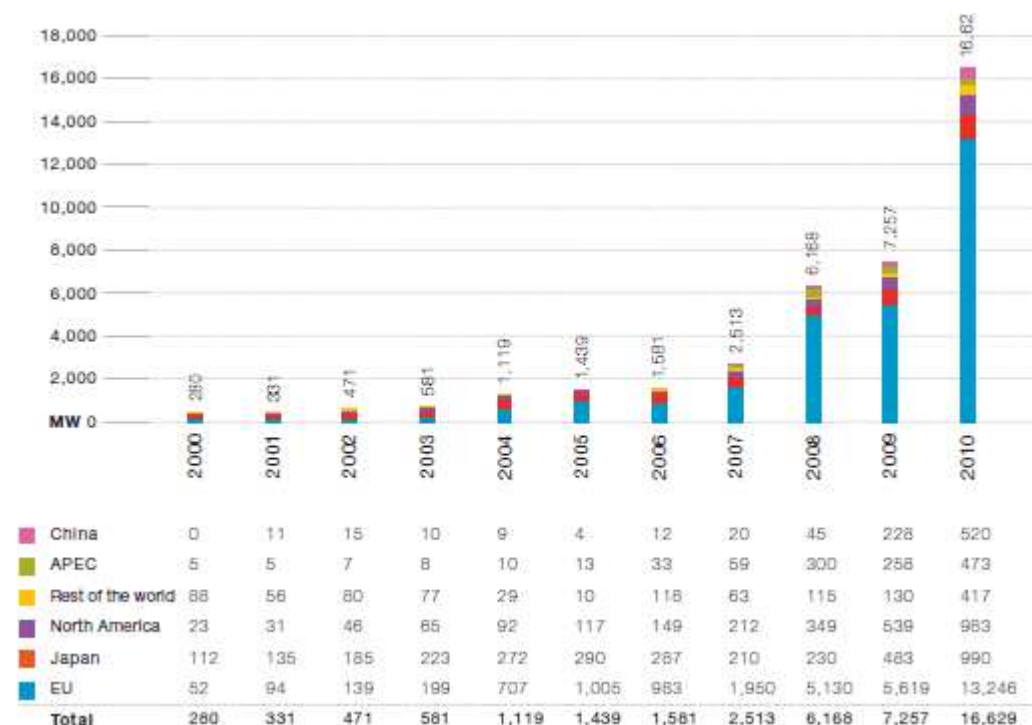


Fig. 2.1 Crecimiento del mercado fotovoltaico en el mundo hasta 2010.

Si bien para la economía mundial el 2011 no ha sido un buen año, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un fuerte crecimiento, desde los 16,6 GW instalados durante el 2010 a los 27,7 GW estimados para el 2011, lo que supone un incremento del 70 %, de acuerdo a nuevo informe publicado por la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA). La siguiente imagen, Figura 2.2, muestra las previsiones de del mercado fotovoltaico en Europa hasta 2016 bajo dos escenarios: uno pesimista y el otro asumiendo la introducción de mecanismos de apoyo y políticas adecuadas para favorecer al sector:

2. INTRODUCCIÓN

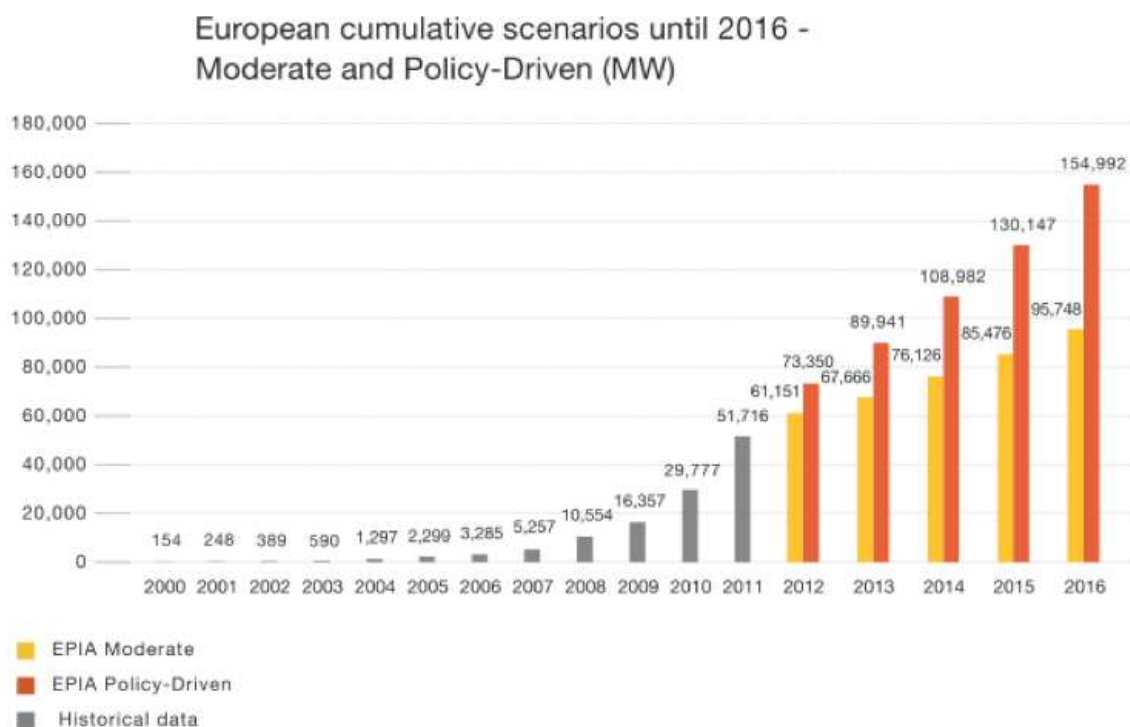


Fig. 2.2 Previsión del mercado fotovoltaico en Europa.

De la capacidad mundial instalada, unos 21 GW corresponden a Europa, lo que significa casi un 76 % del total. Europa se caracteriza fundamentalmente por ser el único de los continentes con 3 mercados que superan el GW instalado (Italia, Alemania y Francia).

En lo que respecta a Italia, este país se ha convertido por primera vez en el líder mundial en capacidad instalada durante el 2011, tal como sucedió con España durante el 2008. El año pasado se instalaron unos 9 GW en territorio italiano incrementando hasta los 12 GW la capacidad instalada en este país (3 veces la capacidad actual de España). La nueva normativa aprobada durante el pasado mes de Julio, más estricta y con reducción de tarifas, no fue impedimento para que durante los últimos 7 meses del año, se instalen unos casi 4 GW.

En relación a Alemania, el último trimestre del año significó un muy fuerte impulso en el crecimiento de su mercado que ascendió a los 7,5 GW. Durante este período se instalaron unos 3 GW lo que revirtió un inicio "débil" del año.

En cuanto al mercado francés, se conectaron aproximadamente unos 1,5 GW, principalmente como resultado de proyectos iniciados en el 2010, producto del largo proceso



2. INTRODUCCIÓN

de aprobación para las grandes instalaciones de energía solar en Francia, que pueden demorar hasta los 18 meses.

El Reino Unido ha dado la "sorpresa" durante el 2011 alcanzando los 700 MW, considerando que tras los cambios normativos establecidos durante los primeros meses del año, se estableció una fuerte reducción de las tarifas solares, solo "favoreciendo" las pequeñas instalaciones de menos de 50 kW.

Otros mercados de menor importancia en Europa, han sido Bélgica (550 MW), España (400 MW), Eslovaquia (350 MW) y Grecia (350 MW).

En este contexto, la energía fotovoltaica es, más que nunca, parte de una solución mundial renovable. Algunos escenarios han demostrado que las energías renovables podrían cubrir hasta el 100% de la demanda energética de la UE para el año 2050. El cambio a PV no es sólo una opción realista para el mix energético del mañana, sino que también es una solución deseable para la sociedad en su conjunto.

Los Mercados fotovoltaicos son más fuertes que nunca, y ahora aparece en el mapa energético de varios países como una alternativa real a las fuentes convencionales de generación de electricidad. Las Políticas adecuadas de apoyo que han impulsado los mercados hasta el momento, con los ajustes pertinentes, deben continuar y deben adaptarse a la curva de costes de la energía fotovoltaica. La industria fotovoltaica está de acuerdo con que se rediseñen las medidas de apoyo que simplifican los procesos de autorización y, además, que permitan limitar el coste para los consumidores, ya que al mismo tiempo garantiza el desarrollo del mercado y de la industria.

2.5 El desarrollo de la energía fotovoltaica en España

El primer plan de energías renovables se aprueba en el año 1986 y en él se prevén la instalación de 3 MW para el año 1992. Tan magros objetivos se superaron tímidamente y a principios de 1991 ya existían 3,2 MW instalados. Posteriormente, se aprueba el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética como un anexo del Plan Energético Nacional 1991-2000. Este plan puede considerarse el primer paso efectivo para el fomento de las energías renovables en nuestro país, teniendo por objetivo aumentar la contribución de las energías renovables al balance energético nacional. En lo que respecta a la energía fotovoltaica, se proponía



2. INTRODUCCIÓN

aumentar la potencia entonces existente (3,2 MW, como se ha indicado) en otros 2,5 MW al final del periodo contemplado en el plan. Ese objetivo se vio ampliamente superado al alcanzarse aproximadamente 12 MW en 2000.

El siguiente paso lo constituye el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo 2000-2010, que incluye subvenciones para proyectos de I+D, subvenciones y financiación a la instalación de sistemas fotovoltaicos, desarrollo de normativa para la conexión a la red eléctrica y exención de impuestos y tasas para las instalaciones fotovoltaicas.

España es un país llamado a ocupar un destacado lugar en el desarrollo e implantación de la energía solar fotovoltaica. Su capacidad tecnológica y su desarrollo tecnológico e investigador así parecen augurarlos. Las condiciones climáticas permiten un mejor aprovechamiento de esta fuente energética que en casi todo el resto de Europa.

España fue en el año 2008, uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2.708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, regulaciones posteriores del sector fotovoltaico ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010 420 MW y en 2011 se instalaron 354 MW correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea. En marzo de 2012 la potencia instalada en España ascendía a 4.260 MW, con un total de 57.718 instalaciones fotovoltaicas, y al día de hoy, en España hay una potencia instalada de 4.381 MW. *[[5]- IEA. Photovoltaic Power Systems Programme 2011]*

Sin embargo, en Enero de 2012 el Gobierno del Partido Popular aprobó el RDL 1/2012 por el que se procedió a la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaicas y demás fuentes renovables. En la práctica este RDL supuso que las nuevas plantas fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirán prima alguna pero podrán vender la energía a precio de mercado. Esto supone un cambio muy grande en la generación fotovoltaica española, ya que muchos de los productores o inversores, verán como sus apuestas de futuro dejan de ser rentable, llegando a la quiebra. Esto es lo que les ha pasado a 55.000 familias que tras invertir en esta tecnología con la entrada del RD 661/2007, ven ahora como tras los recortes de gobierno, perderán todos los avales que tenían puestos en esta tecnología. *[[5]- IEA. Photovoltaic Power Systems Programme 2011]*



2. INTRODUCCIÓN

Según los expertos del CEER (Consejo de Reguladores Europeos de la Energía) y CNE (Comisión Nacional de Energía), admiten que de no producirse cambios, el panorama actual llevará al cierre del 80% de la plantas fotovoltaicas, que tienen financiación ajena.

La merma provocada por el PSOE para el que tenga una instalación de 50kW sería de entre 5.000 y 6.000€ al año. Si se suma el 7% de impuesto por el PP, la pérdida ascendería a 9.000€ en 2013.

Es por todo esto que es necesario que en España haya un cambio legislativo para que una de las energías con más futuro de nuestra época no se vea anulada y sea cada vez más generada y demandada por los gobiernos no solo Español, sino de todo el mundo. Y que de una vez por todas, los seres humanos tomemos conciencia y empecemos a cuidar nuestro planeta con el uso de las energías renovables, para poder darnos un futuro a nosotros mismos y a las generaciones venideras.

2.6 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas

Las fuentes de energía renovables son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

Los usos dados a la Energía Solar Fotovoltaica pueden ser numerosos. Los sistemas aislados de la red pueden tener usos como viviendas, bombeos, repetidores de telecomunicaciones... Mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica se pueden utilizar para instalaciones pequeñas, como sería el caso de viviendas o aplicaciones a mayor volumen, como sería el caso de centrales, de hasta 5MW.

Ventajas: Los sistemas fotovoltaicos son actualmente una de las inversiones más rentables. La utilización del Sol como fuente de energía supone grandes ventajas. La energía solar fotovoltaica representa una buena solución para aquellas zonas donde la energía



2. INTRODUCCIÓN

eléctrica no llega. Preservando las condiciones del entorno, como puede ser en el caso de los Parques Protegidos. Además destacamos que se trata de una fuente limpia e inagotable puesto que su fuente es el Sol. Tiene un bajo impacto medioambiental. Elevada calidad energética. Una de las principales acciones positivas que supone su uso es la reducción de emisiones de CO₂. El Silicio, elemento base para la fabricación de las células fotovoltaicas, es muy abundante, no siendo necesario explotar yacimientos de forma intensiva. Al ser una energía fundamentalmente de ámbito local, evita pistas, cables, postes, no se requieren grandes tendidos eléctricos, y su impacto visual es reducido. Tampoco tiene unos requerimientos de suelo necesario excesivamente grandes (1kWp puede ocupar entre 10 y 15 m²). Los generadores de energía pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa. No genera residuos.

En resumen, la energía fotovoltaica es generada directamente del sol. Los sistemas fotovoltaicos no tienen partes móviles, por lo tanto no requieren mantenimiento y sus celdas duran décadas. Además de las ventajas ambientales también debemos tener en cuenta las socio-económicas. Instalación simple. Tienen una vida larga (Los paneles solares duran aproximadamente 25-30 años). Resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad. No existe una dependencia de los países productores de combustibles. Puede instalarse en zonas rurales desarrollo de tecnologías propias. Se puede utilizar en lugares de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general. Puede venderse el excedente de electricidad a una compañía eléctrica. Puede aumentarse la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

Desventajas: Si tenemos que nombrar desventajas de estos sistemas no encontramos demasiadas, aunque esta energía también tiene inconvenientes. Un inconveniente evidente de las energías renovables es su impacto visual en el ambiente local. Impacto en el proceso de fabricación de las placas: Extracción del Silicio, fabricación de las células. Requiere una gran inversión inicial. Es una energía con un difícil almacenamiento. Su producción es variable dependiendo del lugar, la climatología y la época. Otro inconveniente es el rendimiento obtenido y el espacio del terreno ocupado por los elementos captadores, el rendimiento se estima de alrededor de 15%. [[10]- *“Instalación solar fotovoltaica conectada a red”*]



2. INTRODUCCIÓN

2.7 El Silicio

La época moderna de la celda de Silicio llega en 1954 en los Laboratorios Bells. Accidentalmente experimentando con semiconductores se encontró que el Silicio con algunas impurezas era muy sensitivo a la luz. Los avances logrados contribuyeron a la producción comercial, lográndose una eficiencia del 6%.

La celda de Silicio entra en el escenario de la industria y empieza el desarrollo de tecnologías en la producción, tras el lanzamiento del cohete Norteamericano Explorer 1. El primer paso fue y aún lo es, buscar paneles más eficientes. Esto se logró en 1970, la primera célula solar con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la Unión Soviética por Zhore Alferov y su equipo de investigación. Se sabe que los módulos de alta eficiencia para uso aeroespacial son del orden del 20% de eficiencia. Esto es en referencia a la radiación solar sobre la superficie terrestre, al vacío la eficiencia es mucho mayor.

El proceso consiste en la obtención de dióxido de silicio (SiO_2) a partir del mineral cuarcita. Mediante un proceso de reducción con electrodos de carbón se obtiene el silicio de grado metalúrgico, con una pureza de aproximadamente un 99%. Este silicio se utiliza en la industria química y del aluminio, además de continuar su procesado para conseguir una mayor pureza, apropiada para su uso en la industria microelectrónica. Este silicio es el denominado silicio de grado semiconductor caracterizado por una elevada pureza.

Puesto que la industria fotovoltaica no precisa un silicio de tan alta pureza, una parte del silicio utilizado en la fabricación de células solares (hasta 1998 prácticamente la totalidad) proviene de silicio que no cumplió todos los requerimientos del silicio grado semiconductor, de los restos adheridos a los moldes de los lingotes, de las puntas y colas de los lingotes en los que se crece el polisilicio. Hasta el año 1998, 2000 Tn a 3000 Tn anuales de “desperdicios” del silicio de grado semiconductor empleado por la industria microelectrónica eran suficientes para satisfacer las necesidades de la industria fotovoltaica. Sin embargo, el crecimiento de la industria fotovoltaica, a velocidades de entre un 34 % hasta un 54 %, obligó a utilizar Silicio no primario (una versión menos pura del silicio de grado semiconductor) e incluso silicio de grado semiconductor primario (la versión más pura del silicio semiconductor).

Actualmente los tipos de colectores son de los siguientes tipos:



2. INTRODUCCIÓN

➤ **Cristalinas**

- Monocristalinas: Se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si) (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los 4 lados cortos, si se puede apreciar en la imagen, se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
- Policristalinas: Cando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.

➤ **Amorfas**: Cuando el silicio no se ha cristalizado.

Su efectividad es mayor cuanto mayor son los cristales, pero también su peso, grosor y coste. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su coste y peso es muy inferior.

La llegada de películas delgadas de Ga y As para aplicaciones espaciales (denominadas células delgadas) con potenciales de eficiencia AM0 por encima del 37% está, actualmente, en estado de desarrollo para aplicaciones de elevada potencia específica. La segunda generación de células solares constituye un pequeño segmento del mercado fotovoltaico terrestre, y aproximadamente el 90% del mercado espacial.

La tercera generación de células fotovoltaicas que se propusieron (2007) son muy diferentes de los dispositivos semiconductores de las generaciones anteriores, ya que realmente no presentan la tradicional unión p-n para separar los portadores de carga fotogenerados. Para aplicaciones espaciales, se están estudiando dispositivos de huecos cuánticos (puntos cuánticos, cuerdas cuánticas, etc.) y dispositivos que incorporan nanotubos de carbono, con un potencial de más del 45% de eficiencia AM0. Para aplicaciones terrestres, se encuentran en fase de investigación dispositivos que incluyen células foto-electroquímicas, células solares de polímeros, células solares de nano-cristales y células solares de tintas sensibilizadas.

Según datos registrados por las últimas investigaciones, el incremento de la producción de energía fotovoltaica derramada en paneles solares hizo que se pongan en peligro las reservas de silicio, el cual también tiene gran utilidad en la industria microelectrónica. La escasez silicio que encontramos hoy en día puede llegar a afectar a miles de ramas de la industria es por esto que los expertos están buscando materiales alternativos para poder seguir produciendo energía fotovoltaica a través de paneles solares.



2. INTRODUCCIÓN

2.7.1 Materiales sustitutivos, el Grafeno

Un equipo de investigadores noruegos ha conseguido por vez primera desarrollar semiconductores a partir de grafeno, un alótropo del carbono (una variación de este elemento) con la forma de un teselado hexagonal plano y propiedades sorprendentes, como el ser el material más fino y a la vez más fuerte del mundo y que podría convertirse en el sustituto del silicio. El avance revolucionará la industria tecnológica, por su enorme potencial: con estos semiconductores podrían fabricarse desde ventanas que funcionen también como paneles solares hasta teléfonos móviles con pantallas esféricas. Y todo a un coste mínimo.

Este material nos abre una puerta hacia el futuro de la tecnología, ya que su potencial como conductor es excelente. El nuevo método consiste en desarrollar nanocables semiconductores en grafeno. Para ello, los investigadores, han bombardeado la superficie de este material con átomos de Galio y moléculas de Arsénico, generando así una red de minúsculos nanocables. El resultado es un material híbrido, de un grosor de tan solo un micrómetro, que actúa eficientemente como semiconductor. En comparación a los semiconductores actuales de silicio, estos serían varios cientos de veces más finos.

El grafeno conduce asimismo la electricidad y el calor de manera muy eficiente y, quizá lo que es lo más importante, tiene un coste de producción muy bajo; consiste en una sola capa de átomos de carbono, transparente y flexible. Dadas todas estas condiciones, sería posible sustituir el silicio por el grafeno en la fabricación de semiconductores y con él sería posible “hacer componentes semiconductores más baratos y más eficientes que los que actualmente se encuentran en el mercado”.

Un equipo del Instituto de Ciencias Fotónicas (ICFO), en colaboración con el Massachusetts Institute of Technology de Estados Unidos, el *Max Planck Institute for Polymer Research* de Alemania y Graphenea S.L. de Donostia-San Sebastián, muestran que el *grafeno* es capaz de convertir un fotón absorbido en múltiples electrones que pueden conducir corriente eléctrica.

Este prometedor descubrimiento convierte al grafeno en una importante alternativa para la tecnología de energía solar. En la mayoría de los materiales, un fotón absorbido genera un solo electrón, pero en el caso del grafeno se ha podido comprobar que un fotón absorbido es capaz de producir muchos electrones excitados, y por lo tanto una señal eléctrica mayor.



2. INTRODUCCIÓN

Esta característica hace del grafeno, el ladrillo ideal para la construcción de cualquier dispositivo que quiera convertir la luz en electricidad. En particular, permiten la producción de potenciales células solares y detectores de luz que absorban la energía del sol con pérdidas muchos menores.

El experimento realizado por el ICFO (Klass-Jan Tielrooij, investigador que llevo a cabo el experimento), ha consistido en mandar un número conocido de fotones a diferentes energías sobre una capa fina de grafeno. Se ha visto que los fotones de alta energía; por ejemplo, los de color violeta, inducen un mayor número de electrones excitados que los fotones de baja energía; por ejemplo, los infrarrojos. En ambos casos siempre era igual o superior al número de fotones mandado. Esta relación nos muestra que el grafeno convierte la luz en electricidad con una eficiencia muy alta. Hasta ahora se especulaba que el grafeno tenía un gran potencial para convertir luz en electricidad, pero ahora se ha comprobado que es incluso mejor de lo esperado.

Todo parece indicar que en las próximas décadas se va a vivir un cambio de paradigma con el grafeno similar al que ocurrió con el plástico el siglo pasado. Móviles que se pliegan, placas solares transparentes y flexibles, ordenadores muy delgados... se podrán desarrollar con grafeno.

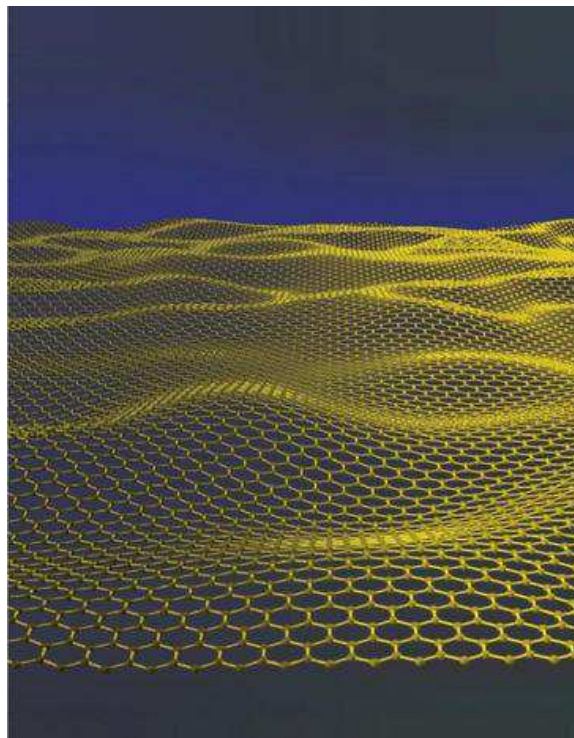


Fig. 2.3 Simulación de una hoja de grafeno ondulada.



Capítulo 3

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3. Introducción

Se conoce como Sistema Fotovoltaico al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y/o electrónicos que se utilizan para captar y transformar la energía de la radiación solar en energía eléctrica. En términos generales se hace una división de los sistemas fotovoltaicos según estén diseñados para entregar la energía a la red eléctrica (conectados a red) o para funcionar de forma aislada (autónomos/aislados).

La energía solar fotovoltaica es una tecnología basada en el aprovechamiento de la energía solar, cuyo funcionamiento es la conversión de la luz solar en energía eléctrica útil. Es una fuente de energía que a través de la utilización de celdas fotovoltaicas, convierte de forma directa la energía lumínica en electricidad.

La luz solar entra sobre la superficie del panel fotovoltaico, donde es convertida en energía eléctrica de corriente continua por las celdas solares, después esta energía es recogida y conducida hasta un regulador de carga con la función de enviar esta energía hasta el punto donde se encuentran las baterías o acumuladores, en donde es almacenada, cuidando que no se excedan los límites de sobrecarga y sobredescarga. En sistemas FV conectados a la red, no se usan baterías, ya que la energía va directamente a la red eléctrica.

La energía almacenada o enviada a la red se utiliza para abastecer las cargas durante la noche o en días de baja insolación o cuando el campo fotovoltaico es incapaz de satisfacer la demanda por sí solo. Si las cargas a alimentar son de corriente continua, estas pueden hacerse a través del campo fotovoltaico o desde las baterías. Cuando las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente del campo y de las baterías, limitadas por el regulador, es enviada a un inversor de corriente, en donde es convertida a corriente alterna.

El proyecto que nos ocupa se va a centrar en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

3.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Existen dos tipos de aprovechamientos de la energía solar fotovoltaica:

- *Sistemas aislados*, los cuales hacen uso de acumuladores o baterías.
- *Sistemas conectados a la red eléctrica*.

3.1.1 Sistemas aislados

Se trata de sistemas de energía solar que se caracterizan por el uso de baterías, puesto que es necesario un sistema de acumulación que nos proporcione energía en las horas del día en las que la intensidad lumínica no sea suficiente para ofrecer la electricidad necesaria. Por esto, durante las horas de luz en las que se consume menos energía de la que se produce, la energía sobrante es la que debemos almacenar. *[[8]- Esther Sanz López-Argumedo]*

A continuación se presenta el diagrama de bloques correspondiente a un sistema fotovoltaico autónomo, Figura 2.

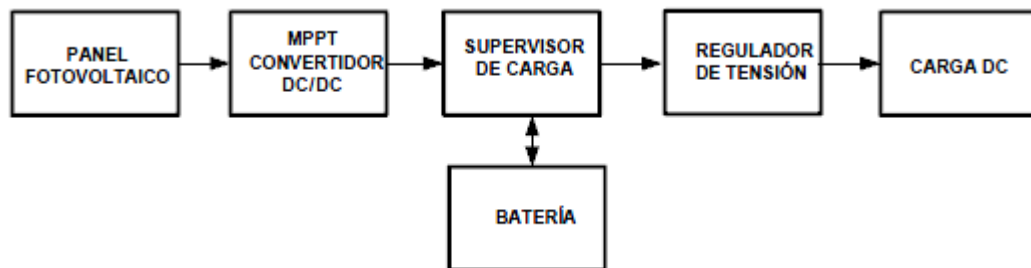


Fig. 2 Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico aislado

Los principales componentes que conforman un sistema fotovoltaico aislado son:

- *Módulos fotovoltaicos*: Es el encargado de captar la energía solar y transformarla en energía eléctrica. Están formados por celdas fotovoltaicas.
- *MPPT convertidor CC/CC*: Un convertidor CC/CC es un circuito que adapta la tensión del panel a la tensión de la batería. Puede además incorporar las funciones de un MPPT (Maximum Power Point Tracker en inglés). Es decir, polarizar el panel a una tensión óptima para la cual obtiene la máxima potencia.
- *Supervisor de carga*: Es un circuito que mide el estado de carga de la batería y la desconecta si detecta que se va a producir una sobrecarga o sobredescarga.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- *Regulador de tensión:* Es el encargado de proporcionar una tensión estable a la carga.
- *Inversor CC/CA:* Es el encargado de convertir la corriente continua proveniente del regulador, en corriente alterna. Esta será utilizada para todos aquellos aparatos eléctricos que demanden una corriente de estas características
- *Sistema de acumulación, Baterías:* Su función es almacenar la energía proveniente de los paneles y suministrarla al sistema cuando sea requerido.

Para estas instalaciones el uso de un inversor es incluso opcional, se podría elegir el alimentar la carga directamente con corriente continua de baja tensión, Figura 2.1.

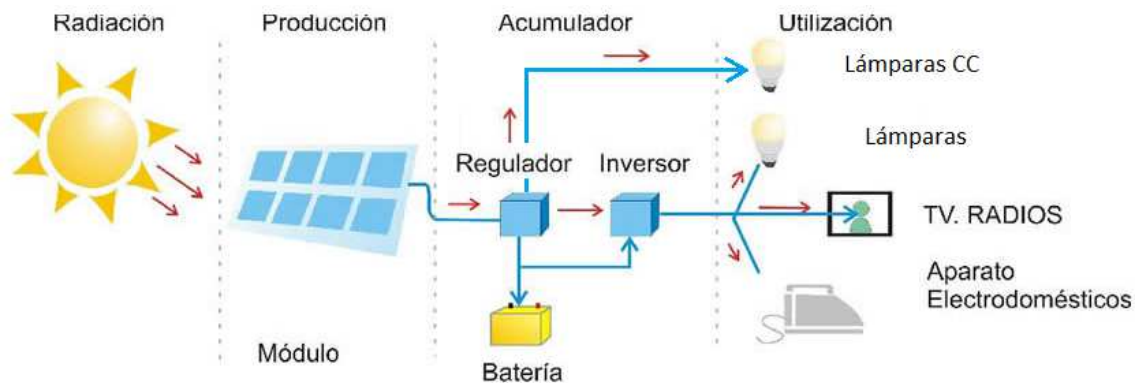


Fig. 2.1 Sistema fotovoltaico aislado. Dispuesto en sus dos posibles formas de alimentación, una de corriente continua y otra de corriente alterna.

Las principales aplicaciones de estos sistemas son: aplicaciones espaciales, telecomunicaciones, señalización, Zonas protegidas (parques naturales, etc.), viviendas aisladas, etc.

3.1.2 Sistemas de conexión a red

Los sistemas interconectados están permanentemente conectados a la red eléctrica nacional, Figura 2.2. En las horas de irradiación solar escasa o nula, cuando el generador fotovoltaico no produce energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad, es la red la que proporciona la energía requerida. De forma contraria, si durante las horas de irradiación solar el sistema fotovoltaico produce más energía de la que gasta, ésta se vierte a la red.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

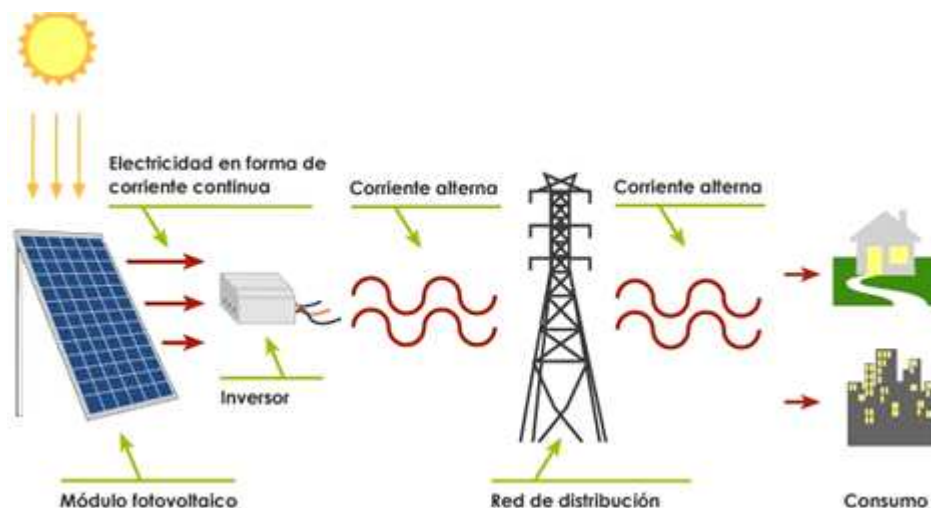


Fig. 2.2 Sistema fotovoltaico conectado a red.

El usuario que invierte en una instalación de este tipo, sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora eléctrica al precio establecido, pero además se convierte en propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh que produce. Esto quiere decir, que el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al encargado de la gestión de la energía del país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente durante el período de tiempo donde la curva de demanda de electricidad es máxima, es decir, durante el día, siendo muy importante los kilovatios generados por esta. Cabe distinguir dos instalaciones:

- *Centrales fotovoltaicas o huertos solares:* es un recinto o espacio en el que pequeñas instalaciones fotovoltaicas de diferentes titulares comparten infraestructuras y servicios. La diferencia entre parque solar y huerta solar está en el tamaño y en su carácter industrial o agrario. Un parque solar es una central solar y se refiere a una instalación de gran tamaño, más industrial compuesta por varias plantas solares que requieren una sala de control centralizada y transformadores de alta tensión.
- *Edificios fotovoltaicos:* constituyen la aplicación de la energía solar fotovoltaica que mayor expansión ha experimentado en los últimos años, y en un número cada vez mayor de países. El gran desarrollo de esta tecnología, ha dado lugar al uso de módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas de gran valor visual. Además la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos adversos.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Más de un 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que instalaciones que necesiten baterías y constituyen una aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red que demuestran que la conexión a red es técnicamente factible y muy fiable. Las motivaciones para dar un paso semejante son diversas algunos lo hacen para ganar dinero con la venta de la electricidad solar; otros para ahorrar electricidad en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable; muchos otros justifican en todo o parte la inversión por conciencia ambiental.

3.2 Tecnología fotovoltaica

3.2.1 La célula solar

Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico formado por materiales semiconductores que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico y una unión P-N, generando energía solar fotovoltaica. Compuesto de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad. *[[9]- Javier Olea Ariza]*

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino) está alrededor del 14%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-22% de las células de silicio monocristalino. También existen Las células multicapa, normalmente de arseniuro de galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 43% con nuevos paneles experimentales.

El tamaño de cada célula, que depende fundamentalmente del proceso de fabricación, varía desde unos pocos centímetros cuadrados hasta 100 cm² o más, y su forma es circular, cuadrada o derivada de estas dos geometrías.

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye por debajo de un valor considerable.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Una célula solar se comporta como un diodo: La parte expuesta a la radiación solar es la N, y la parte situada en la zona de oscuridad, la P. Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo; la cara correspondiente a la zona P se encuentra metalizada por completo (No tiene que recibir luz), mientras que en la zona N el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor, Figura 3. [[12]- Mc Graw-Hill: Unidad 1]

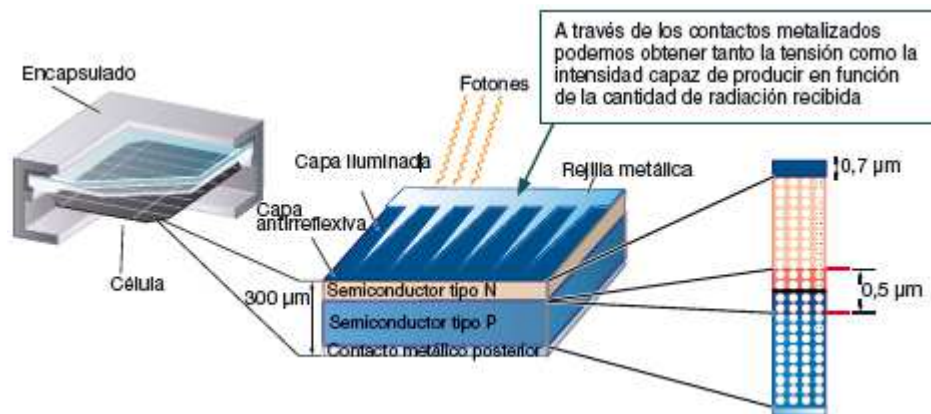


Fig. 3 Estructura de la célula solar.

Para un estudio de las características eléctricas de la célula fotovoltaica, partimos de su equivalente eléctrico. Este equivalente consta de una fuente de corriente con un diodo en anti-paralelo y dos resistencias que representan las desviaciones de la idealidad de los materiales.

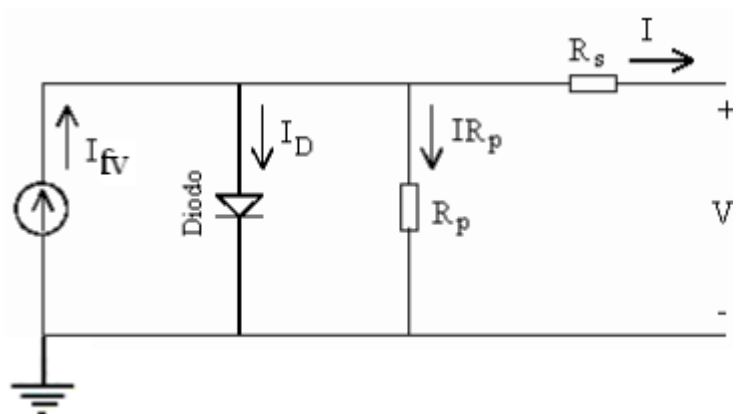


Fig.3.1 Modelo equivalente de una célula fotovoltaica.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La corriente que proporcione la célula fotovoltaica, I , será:

$$I = I_{fv} - I_D - I_{Rp} = I_{fv} - I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

(3.1)

Dónde:

- I_{fv} = Corriente debida a la circulación de portadores generada por la radiación solar incidente.
- I_D = Corriente debida a la recombinación de portadores, corriente de oscuridad (pérdidas debidas al semiconductor).
- I_0 = Es la corriente inversa de saturación del diodo.
- V_t = Es el voltaje térmico, cuyo valor es mKT/q . K representa la constante de Boltzman; m el factor de linealidad del diodo; T la temperatura de la célula en ° Kelvin y q la carga del electrón (e^-).
- R_p y R_s = Son las resistencias debidas a la No linealidad, debida en serie y paralelo.

Como la resistencia en paralelo suele ser muy alta, generalmente se desprecia el último término de la ecuación y se llega al resultado:

$$I = I_{fv} - I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right)$$

(3.2)

3.2.2 Parámetros fundamentales de la célula fotovoltaica

Generalmente en las hojas de características de los módulos fotovoltaicos suelen aparecer unos datos eléctricos que vienen a determinar el comportamiento eléctrico del módulo bajo unas condiciones estándar de medida (STC) que suelen ser, por convenio internacional, de 1000w/m² y T=25°C. Algunas de estas especificaciones técnicas suelen ser:

El comportamiento eléctrico de una célula fotovoltaica, es decir, sus características, nos la da el fabricante de la misma, habitualmente para unas condiciones estándares de medidas de uso universal (1.000W/m² y T= 25°C). Algunas de estas especificaciones son:



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- *La intensidad o corriente de cortocircuito (I_{cc})*, se produce a tensión cero y se mide conectando un simple amperímetro a la salida de la célula o panel. Sus valores suelen ser entre los 3 y los 7 Amperios. También podemos encontrarla con la nomenclatura I_{sc} por Short Circuit, corto circuito, en inglés.
- *La tensión de circuito abierto (V_{sa})*, es realmente la tensión máxima que puede dar una célula o panel y se mide directamente entre bornes de la célula o panel con un voltímetro. También podemos encontrarla con la nomenclatura de V_{oc} en inglés.
- *La potencia pico o W_p* , es simplemente el producto real máximo de la corriente y la tensión producida. Obviamente la W_p teórica es superior a la W_p real, eso se explica a continuación con el Factor de Forma.
- *Factor de forma (FF)*: Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito. Nos da una idea de lo cuadrada que es la curva IV de la célula, y es mayor cuanto mayor sea la calidad de la célula solar, es decir:

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

(3.3)

- FF = Factor de forma.
 - I_m = Intensidad de la potencia máxima de la célula.
 - V_m = Tensión de la potencia máxima de la célula.
 - V_{oc} = Tensión de circuito abierto.
 - I_{sc} = Corriente de cortocircuito de la célula.
- *Eficiencia/Rendimiento (η)*, se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga (P_m) y la irradiancia incidente (P_i) sobre la célula que es el producto de la irradiancia incidente G por el área de la célula S .

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_i}$$

(3.4)

- η = Eficiencia de la célula.
- P_m = Potencia eléctrica máxima que se entrega a la carga.
- I_m = Intensidad en potencia máxima aplicada a la carga.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- V_m = Tensión en potencia máxima aplicada a la carga.
- P_l = Irradiancia incidente.

En el siguiente gráfico, se muestra la curva de funcionamiento intensidad-tensión típica de una célula solar fotovoltaica:

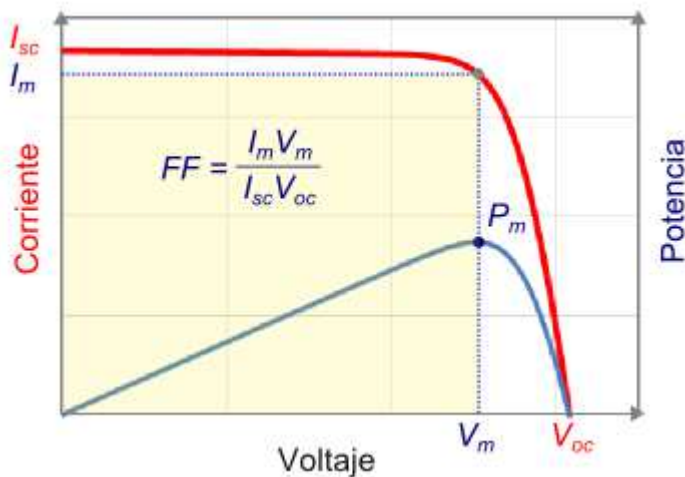


Fig. 3.2 Curva de funcionamiento I-V de una célula fotovoltaica.

3.2.3 Panel solar fotovoltaico

Los paneles solares están formados por conjuntos de celdas fotovoltaicas que transforman la energía solar en tensión de corriente continua. Los principales parámetros que caracterizan a una célula son la tensión y la corriente que pueden generar.

La capacidad de una célula de suministrar una determinada magnitud de tensión y corriente depende de la temperatura a la cual opere, de la irradiancia, y del material de que está hecho.

La unión eléctrica de las células fotovoltaicas da lugar a los módulos fotovoltaicos o paneles fotovoltaicos (Figura 3.3), que no son más que un conjunto de células fotovoltaicas (36-72) conectadas entre sí, de modo que son capaces de generar una corriente eléctrica a partir de la incidencia de la luz solar. Ésta corriente eléctrica es generada a baja tensión (12-48 V) y en corriente continua.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Las células están constituidas principalmente por semiconductores de Sulfuro de Cadmio, Sulfuro de Cobre, Silicio Amorfo, Silicio Monocristalino o Silicio Policristalino. Siendo estas dos últimas las más usadas.

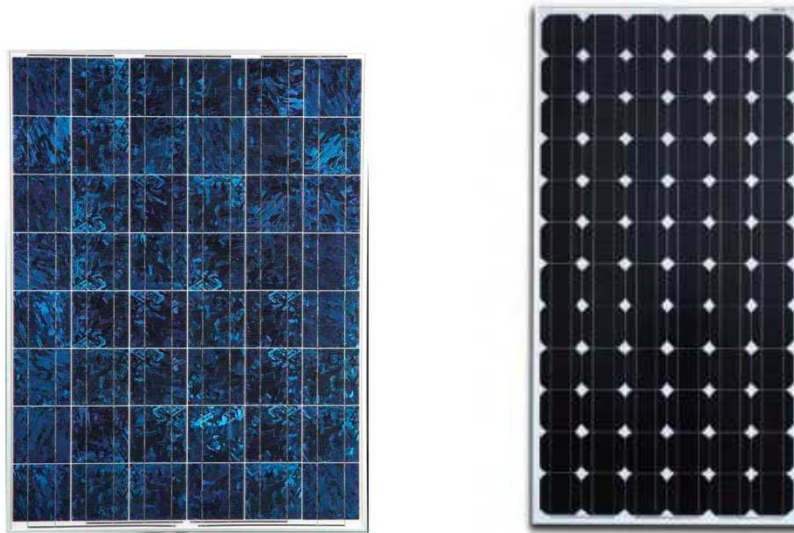


Fig. 3.3 Módulos fotovoltaicos. A la izquierda se encuentra un panel formado de Silicio Policristalino; mientras que el de la derecha está formado por Silicio Monocristalino.

Las partes principales de un módulo fotovoltaico son:

- *Vidrio*: vidrio templado con un alto coeficiente de transmisividad a la radiación incidente (del orden del 95%).
- *Cubierta posterior*: lámina delgada opaca de un polímero (normalmente Tedlar). En algunas aplicaciones en conexión a red, para una mejor integración en la cubierta o fachadas de edificios se suele colocar un polímero transparente con otro vidrio.
- *Encapsulante*: para poder ensamblar correctamente el módulo, se utiliza otro polímero transparente.
- *Marco y caja de conexiones*: perfiles de aluminio, sellados, situando la caja de conexiones en la cara posterior del módulo.

Todo el conjunto debe estar aislado del exterior y también eléctricamente. En la Figura 3.4, se destacan las principales características de todo panel solar y puede verse un esquema típico de su construcción. *[[12]- Mc Graw-Hill: Unidad 1]*

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

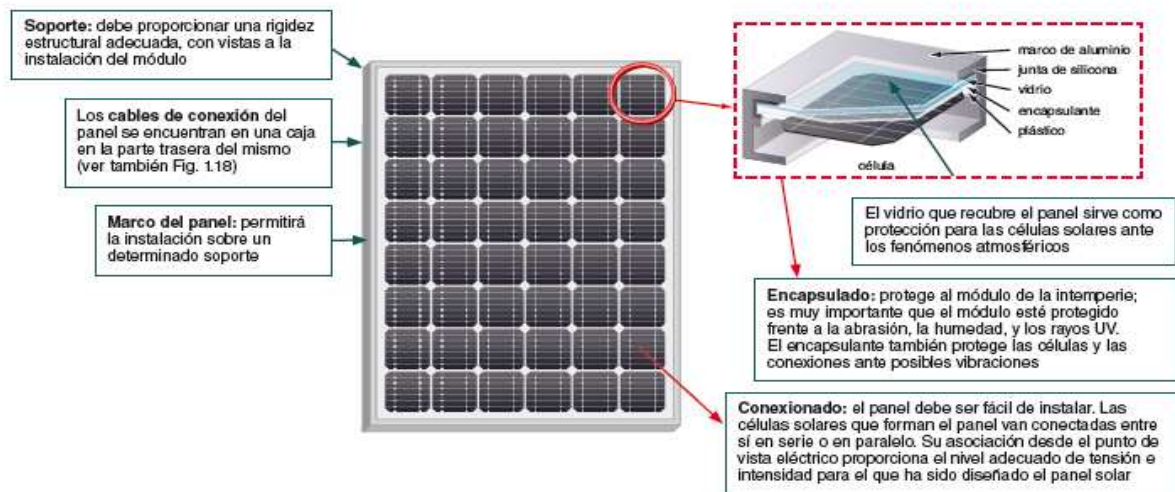


Fig. 3.4 Constitución de un panel solar. Se destacan sus principales características.

Para celdas, paneles y módulos fotovoltaicos existe una condición de operación de potencia máxima, que ocurre bajo determinadas condiciones. A fin de maximizar su aprovechamiento, es deseable asegurar que los elementos mencionados se mantengan operando en ese punto.

En el pasado, el precio del módulo representaba la mayor parte del costo del sistema fotovoltaico. La disminución del precio de las celdas ha contribuido a disminuir el costo de paneles y módulos, con ello ha aumentado el interés de los consumidores por este tipo de tecnología.

3.2.3.1 Conexión de una célula fotovoltaica

La potencia que proporciona una celda fotovoltaica de tamaño estándar (10 x 10 cm) es muy pequeña (en torno a 1 o 2 Wp), lo que quiere decir que con una radiación de 1.000 W/m² proporcionan valores de tensión de unos 0,5 V y una corriente de unos dos amperios, por lo que generalmente será necesario tener que asociar varias de ellas con el fin de proporcionar la potencia necesaria al sistema fotovoltaico de la instalación. Es de este hecho de donde sale el concepto de panel solar o módulo fotovoltaico.

Según las conexiones eléctricas que hagamos en las células, nos podemos encontrar con diferentes posibilidades:

- *La conexión en Serie:* Permite aumentar la tensión (V) final en los extremos de la célula equivalente.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- *La conexión en Paralelo:* Permite aumentar la intensidad (I) total del conjunto.

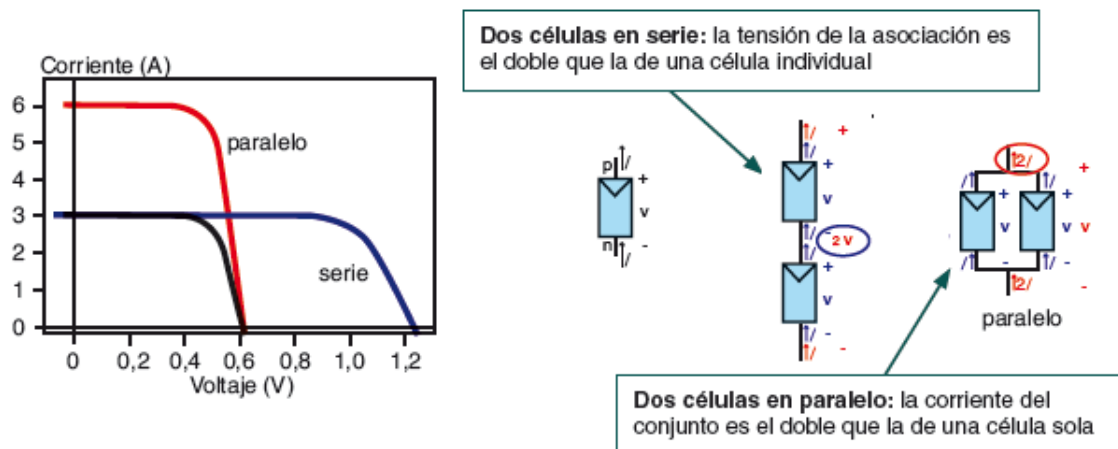


Fig. 3.5 Asociación de células solares. Si necesitamos aumentar la tensión, las uniremos en serie; mientras que si queremos aumentar su corriente, la asociación será en paralelo. *[[12]- Mc Graw-Hill: Unidad 1]*

3.2.3.2 Conexión de paneles solares

La unidad básica de las instalaciones fotovoltaicas es, pues, la placa fotovoltaica, que contiene entre 20 y 40 células solares; estas placas se conectan entre sí en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y/o paralelo para obtener el voltaje deseado (12V, 14V, etc.). Estas células interconectadas y montadas entre dos láminas de vidrio que las protegen de la intemperie constituyen lo que se denomina un módulo fotovoltaico.

Dependiendo de la instalación que estemos desarrollando, y de la aplicación para la que se ha diseñado, existe la posibilidad de utilizar un solo panel o un conjunto de paneles que se montarán agrupados sobre un determinado soporte y conectados entre sí eléctricamente.

En aplicaciones de poca potencia, es posible hasta la utilización de paneles solares flexibles, que permitirán aplicaciones como alimentar un equipo de comunicaciones, recargar la batería de un teléfono, etc.

Cuando necesitamos una potencia elevada que no se puede obtener con un solo módulo fotovoltaico, se recurre a la conexión en grupo de varios paneles solares.

La conexión de los módulos fotovoltaicos se realiza por la parte posterior de los mismos, en una caja de conexiones preparada para tal fin. Esta caja de conexión contiene los diodos de protección (diodos de bypass), que solo dejarán pasar la corriente en un solo sentido, y se opondrán a la circulación de la misma en el sentido contrario. Su misión es:

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- Impedir que las baterías de la instalación se descarguen a través de los paneles (instalaciones fotovoltaicas aisladas).
- Evitar que se invierta el flujo de corriente entre bloques interconectados en paralelo cuando en alguno de ellos se produce una sombra.
- Proteger individualmente cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales que se produzcan por circunstancias especiales.

Los módulos fotovoltaicos están formados por arreglos paneles solares; por lo tanto sus características dependen del número de paneles y de la forma que estén conectados (serie, paralelo, etc.).

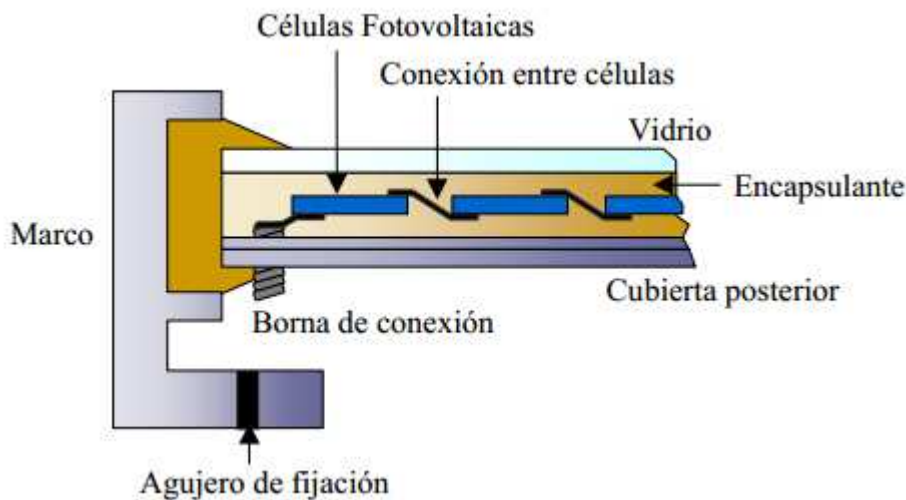


Fig. 3.6 Sección transversal de un módulo fotovoltaico. [[29]- Energía Solar Fotovoltaica. eoi: Escuela de negocios.]

3.2.3.3 Potencia y punto de máxima potencia

Una placa o célula solar puede operar en un amplio rango de voltajes e intensidades de corriente. Esto puede lograrse variando la resistencia de la carga, en el circuito eléctrico, por una parte, y por la otra variando la impedancia de la célula desde el valor cero (valor de cortocircuito) a valores muy altos (circuito abierto) y se puede determinar el punto de potencia máxima teórica, es decir, el punto que maximiza V y tiempo frente a I , o lo que es lo mismo, la carga para la cual la célula puede entregar la máxima potencia eléctrica para un determinado nivel de radiación.

El punto de potencia máxima de un dispositivo fotovoltaico varía con la iluminación incidente. Para sistemas bastante grandes se puede justificar un incremento en el precio con la

inclusión de dispositivos que midan la potencia instantánea por medida continua del voltaje y la intensidad de corriente (y de ahí la potencia transferida), y usar esta información para ajustar, de manera dinámica, y en tiempo real, la carga para que se transfiera, siempre, la máxima potencia posible, a pesar de las variaciones de luz, que se produzcan durante el día.

La potencia entregada a la célula también está definida mediante una ecuación, en ésta, aparecen términos usados en apartados anteriores, ya que, como es sabido, la potencia depende de las magnitudes de tensión y corriente.

La expresión que define a la potencia es la siguiente:

$$P = V \cdot I = V \cdot I_L - V \cdot I_S \left[e^{V/m \cdot V_t} - 1 \right]$$

(3.5) Ecuación de la potencia de una célula solar

Para un valor de la corriente fotovoltaica, I_{mp} y un valor de la tensión, V_{mp} , la potencia entregada a la carga será máxima, P_{max} :

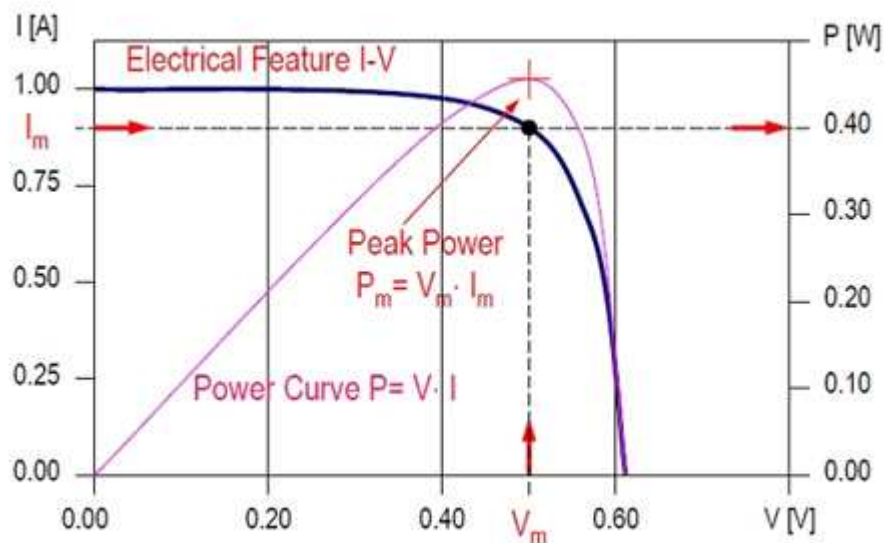


Fig. 3.7 Punto de máxima potencia.

P_m : máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo.

I_m : corriente a máxima potencia.

V_m : tensión a máxima potencia.

3.2.3.4 Factores que afectan a los módulos fotovoltaicos

La curva característica corriente - tensión (I-V) del generador fotovoltaico, Figura 3.8, se ve afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación, la temperatura y la distribución espectral de la luz.

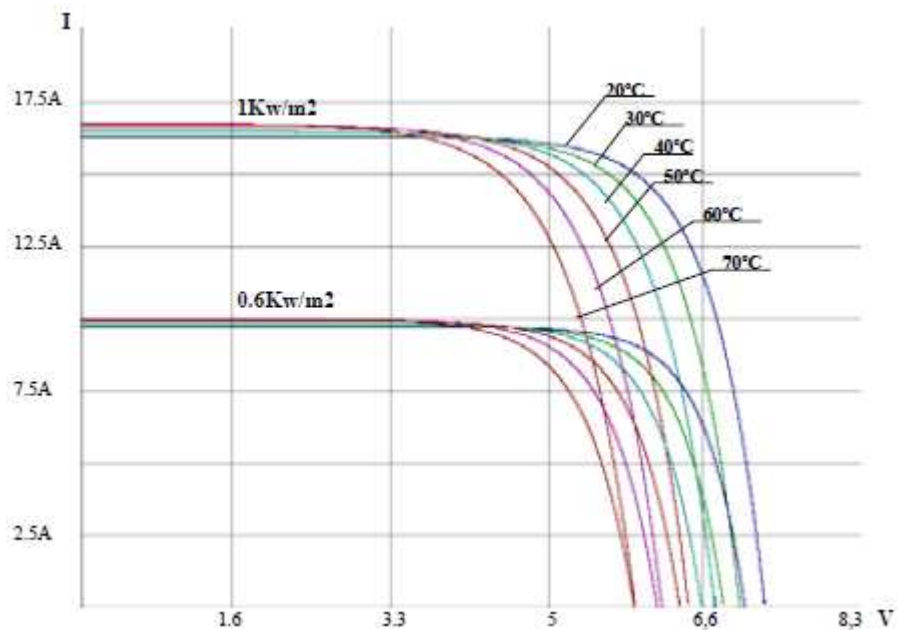
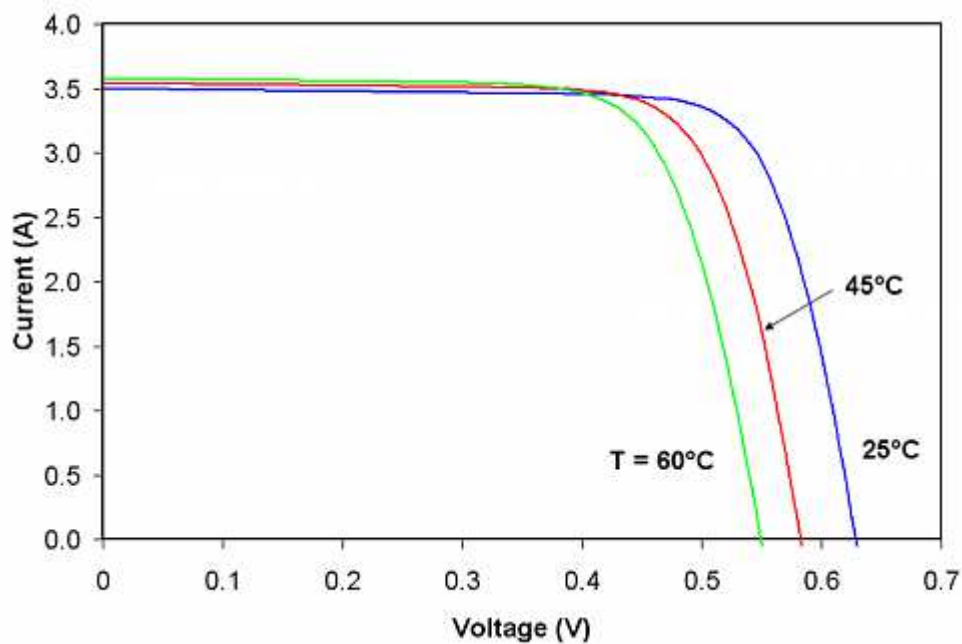


Fig. 3.8 Curva I-V de un módulo fotovoltaico. Variación de la curva según el aumento de la temperatura del módulo.
[[33]- " Sistema fotovoltaico-acumuladores de apoyo a una red rural"]



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- *Efecto de la intensidad de iluminación (irradiancia):* En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia, como se observa en la siguiente ecuación.

$$I_{sc}(G_2) = I_{sc}(G_1) \cdot \left(\frac{G_2}{G_1}\right)$$

(3.6)

Donde $I_{sc}(G_2)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia de G_2 , e $I_{sc}(G_1)$ es la corriente para un nivel de irradiancia de G_1 .

La anterior ecuación es válida para variaciones de irradiancia a temperatura constante y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Sin embargo se puede considerar como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de I_{sc} a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

- *Efecto de la temperatura:* La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{sc} , éste último muy ligeramente. En los paneles de células de silicio el voltaje disminuye a razón de 2,3mV por cada célula que contenga el panel y por cada °C de aumento de su temperatura por encima de 25 °C. La corriente aumenta 15 uA por cada centímetro cuadrado de área de células y cada grado centígrado de aumento de la temperatura por encima de 25 °C.
- *Efecto del contenido espectral de la luz:* Dependiendo de la hora de medida y la época del año, el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Si se realiza una media del espectro en el momento de tomar la característica I-V, puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el factor espectral, obtenido de la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Esta corrección suele ser muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.3 El Inversor

En todas las instalaciones fotovoltaicas, este elemento es de gran importancia ya que es el encargado de transformar y adaptar la energía generada a las características de la carga, ya sea para su posterior uso individual, en caso de instalaciones aisladas, o su vertido a la red eléctrica, para instalaciones conectadas a red.

Su función no es únicamente la de transformar la corriente continua, generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna con el voltaje y la frecuencia para poder ser traspasada a la red eléctrica (220V, 50 Hz), sino que además hace trabajar al campo fotovoltaico en el Maximum Power Point (MPP). Además supervisan la red de las posibles averías y cortar la conexión en caso de avería. *[[8]- Esther Sanz López-Argumedo]*

El inversor se debe escoger en función del tamaño de la instalación. Se debe tener en cuenta la potencia instalada en el inversor, y no Podemos optar por inversores incorporados a los propios módulos fotovoltaicos. Aunque hoy por hoy no resultan recomendados puesto que es necesario garantizar la calidad de la corriente alterna producida para conectarla a la red general, y por los posibles inconvenientes que se planteen en los trámites legales y administrativos para conseguir facturar una energía limpia vertida a la red.

3.3.1 Partes fundamentales del inversor

Las partes fundamentales en un inversor son:

- **Control principal:** Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.
- **Etapas de potencia:** Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo coste. Además, debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- **Control de red:** Es la interfase entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.
- **Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT):** Es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.
- **Protecciones:** De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.
- **Monitorización de dato:** Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (ejemplo: temperaturas de trabajo).

Debido al elevado coste de las instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que debe procurarse trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye.

Los principales parámetros habituales (10) a tener en cuenta en un inversor son:

- **Tensión nominal (V):** Tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.
- **Potencia nominal (VA):** Potencia que suministra el inversor de forma continuada.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- **Potencia activa (W):** Potencia real que suministra el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.
- **Capacidad de sobrecarga:** Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- **Factor de potencia:** Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
- **Eficiencia o rendimiento:** Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor.
- **Autoconsumo:** Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.
- **Armónicos:** Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.
- **Distorsión armónica:** La distorsión armónica total o THD (Total Harmonic Distortion) es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.
- **Rizado de corriente:** Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CC a CA.

3.3.2. Características de los inversores para instalaciones a red

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal.

Según el RD 1699/2011, para aquellos inversores o suma de inversores cuya potencia nominal sea menor o igual a 5kW, la conexión a red debe ser monofásica, mientras que si



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

excede los 5kW de potencia nominal la conexión deberá ser trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a dicho valor. A su vez, la instalaciones en baja tensión se realizan con tensiones inferiores a 1000 V, mientras que las de alta tensión se realizan con tensiones superiores a 1000 V.

La conexión trifásica puede realizarse con un único inversor o con la conexión en paralelo de tres inversores monofásicos.

Atendiendo a la instrucción ITC-BT-40 del REBT, para instalaciones en las que existe conexión a red, deben instalarse sistemas de conmutación que impidan la conexión simultánea entre la instalación generadora y la red eléctrica. Esto permite otra clasificación según su principio de funcionamiento, característica puede dividirse en dos grupos:

- ***Inversores conmutados por la red:*** Tienen como principio básico un puente de tiristores. Se utilizan principalmente en automatización y son los más utilizados en grandes plantas fotovoltaicas.

Entre las ventajas de estos inversores destacan su sencillez de instalación, la fiabilidad que presentan, son más baratos que los autoconmutados, pueden trabajar con grandes potencias y sus desventajas pueden resolverse con sistemas de filtrado más sencillos.

Entre las desventajas que presentan, están el nivel de corriente reactiva, lo que supone factores de potencia por debajo de la unidad, un alto nivel de distorsión armónica y presentan fallos de conmutación en caso de que se produzcan fallos de red.

- ***Inversores autoconmutados:*** se basan en un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar.

Tienen ventajas como su alta seguridad, ya que un cortocircuito a la salida no les afecta, la señal de salida es claramente sinusoidal, no precisa de grandes sistemas de filtrado de la señal, generan una tensión y una corriente totalmente en fase con la tensión de red y pueden compensar potencia reactiva, adelantando o retrasando la corriente respecto a la tensión de red.

Como inconvenientes están una potencia máxima menor, aunque pueden conectarse en paralelo, un rendimiento más pequeño, lo que supone mayores pérdidas, y son más caros que los anteriores.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los inversores, además de proporcionar una frecuencia correcta, deben regular la tensión de salida, haciéndola coincidir con unos valores de trabajo determinados. Para ello, dependiendo de la potencia y el nivel de funcionamiento, se emplean convertidores CC/CC antes del inversor, sistemas que regulen las ondas senoidales mediante la modulación de ancho de pulso (PWM), o bien, utilizando un auto-transformador variable que ajuste el voltaje de salida. Todo esto es posible mediante la utilización de materiales semiconductores como:

- *Mosfet*: transistores de efecto de potencia,
- *Transistores bipolares*.
- *GTO*: tiristores desconectables de hasta 1K.
- *IGBT*: transistores bipolares de puerta aislada.

[[27]- Clara Ormaechea Balletero]. En cuanto a su topología interna, éstos pueden adoptar tres esquemas distintos para el aislamiento entre la parte de continua y la de alterna, denominado también aislamiento galvánico:

- Aislamiento galvánico en *baja frecuencia (LF, Low Frequency)*:

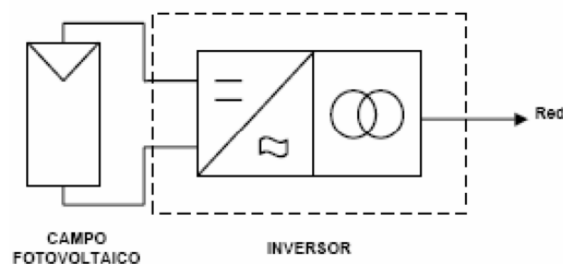


Fig. 3.10 Esquema del aislamiento galvánico en baja frecuencia.

- Aislamiento galvánico en *alta frecuencia (HF, High Frequency)*:

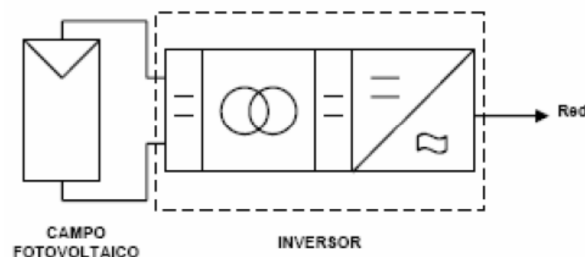


Fig. 3.11 Esquema del aislamiento galvánico en alta frecuencia.

- *Sin aislamiento galvánico (TL, Transformerless)*:

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

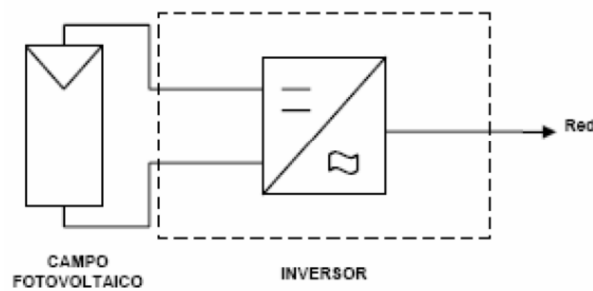


Fig. 3.12 Esquema del aislamiento galvánico sin transformador.

3.3.3 Rendimiento de los inversores

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores, por ejemplo. Es decir, el rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor. *[[27]- Clara Ormaechea Ballester]*

La siguiente Figura muestra, como ejemplo, la diferencia de rendimiento en función del tipo de aislamiento galvánico (HF, LF o sin transformador "TL"):

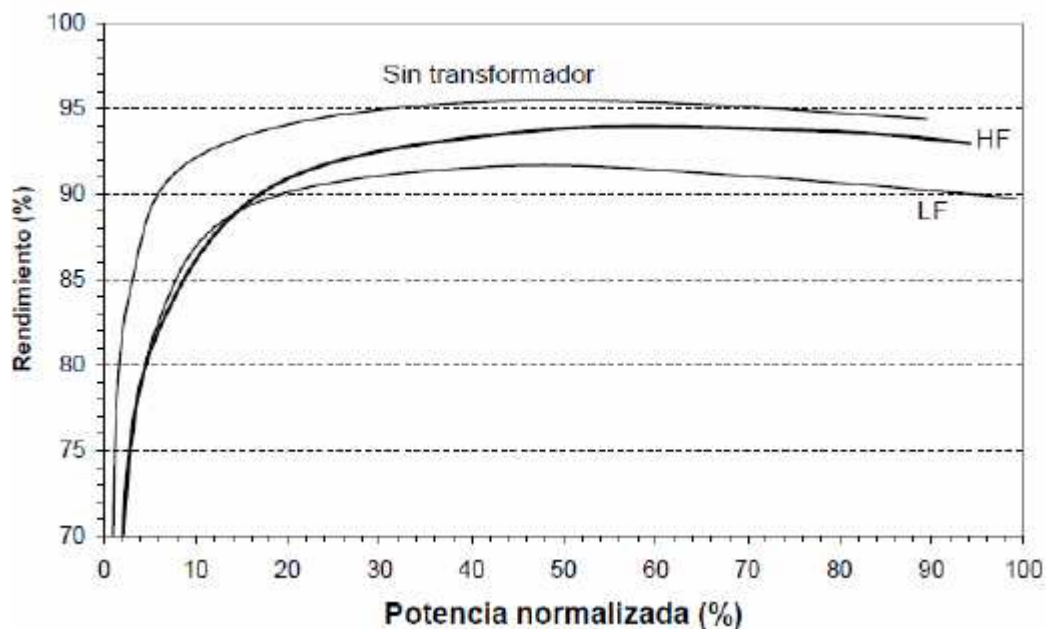


Fig. 3.13 rendimiento de un inversor según su aislamiento galvánico.

Los rendimientos de los inversores pueden llegar a rendimientos de hasta un 98% en plena carga, y con unas condiciones óptimas de funcionamiento. Éste puede optimizarse



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas.

Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento del mismo por encima del 90% de su potencia nominal.

Siempre que sea posible, se utilizan inversores sin transformador, que son algo más pequeños y ligeros que los equipos con transformador y tienen un rendimiento superior. Aunque en determinados países la reglamentación obliga a tener inversores con transformador, los cuales sirven para la separación galvánica y permiten la toma de tierra de los módulos fotovoltaicos.

El rendimiento de los inversores se define con la fórmula: $\eta_{inv} = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$

Además de este rendimiento, existen otros tipos de rendimientos de inversores como son: Rendimiento Europeo y Rendimiento Californiano.

3.3.4 Rendimiento total

El rendimiento total de un sistema fotovoltaico viene definido como el producto de los rendimientos de la placa fotovoltaica, los seguidores del punto de máxima potencia y el inversor, como muestra la siguiente ecuación:

$$\eta_{Tot\ sfv} = \eta_{cs} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{inv}$$

(3.7)

Donde,

$\eta_{Tot\ sfv}$, es el rendimiento del sistema fotovoltaico, o rendimiento total.

η_{cs} , es el rendimiento de la célula solar.

η_{MPPT} , es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia

η_{inv} , es el rendimiento proporcionado por el inversor.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.3.5 Rendimiento Europeo

[[11] - "De la AIE a los inversores"]. La llamada "eficiencia Europea", η_{EUR} , es un valor que se calcula combinando los valores de eficiencia correspondiente a algunos valores concretos de la potencia de salida del inversor, es decir, combinando varios valores de $\eta_I(p_i)$. En particular, fue propuesto originalmente como:

$$\eta_{EUR} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$$

(3.8)

Donde η_5 representa la eficiencia correspondiente a $p = 5\%$, etc. Ahora bien, teniendo en cuenta la interdependencia de los valores de eficiencia a las diferentes potencias, esta ecuación se puede simplificar, llegando a:

$$\eta_{EUR} = 0,2\eta_{10} + 0,6\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$$

(3.9)

3.4 Pérdidas energéticas

Un factor a tener muy en cuenta en una instalación fotovoltaica, son las pérdidas energéticas que se pueden tener en el mismo, ya que a la hora de dimensionar la instalación se deberá tener muy presente que la energía que esperamos será considerablemente menor por las distintas pérdidas que suceden en diferentes partes y por distintos factores. Como sabemos, en cualquier sistema de producción de energética, la energía final es sensiblemente inferior a la generada. Esta disminución de la energía generada a la red respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación:

- *Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal:* El valor de la potencia nominal de los módulos FV no es siempre la misma, normalmente existe un rango de potencias que va desde el $\pm 3\%$; $\pm 5\%$ y $\pm 10\%$. Cuando este rango está en la banda más baja, la potencia generada por los



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

módulos es menor de la esperada y por consiguiente la potencia entregada a la red.

➤ *Pérdidas de conexionado (o mismatch):* Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos de “bypass”.

➤ *Pérdidas por polvo y suciedad:* La pérdida de potencia es generada por la disposición de polvo y suciedad sobre la superficie de las placas FV, lo cual deriva en una disminución en la corriente y tensión generada, lo que aumenta el mismatch y la formación de puntos calientes (por los excrementos de las aves).

➤ *Pérdidas angulares y espectrales:* La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, (irradiancia= 1000W/m^2 , Temp.= 25°C y espectro AM1.5G). Si la radiación solar incide con un ángulo distinto de 0° en la placa FV, se generan pérdidas (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

➤ *Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado:* Estas pérdidas se generan tanto en la parte de continua (CC), como de alterna (CA). Se producen



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

➤ *Pérdidas por temperatura:* Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). Estas pérdidas dependen de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior.

➤ *Pérdidas por rendimiento del inversor:* El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Para evitar este tipo de pérdidas es necesario una buena selección del inversor en función de la potencia del generador, para que este opere en valores de rendimientos altos y condiciones de operaciones nominales.

➤ *Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del generador FV:* Como se ha dicho con anterioridad, el inversor dispone de un dispositivo electrónico de seguimiento (MPPT, por sus siglas en inglés), el cual busca el punto de máxima potencia en la curva de rendimiento. El problema nace cuando existen sombras sobre las placas, lo cual genera escalone en la curva IV y por lo tanto el inversor no operaría en el punto de máxima potencia.

➤ *Pérdidas por sombreado del generador FV:* Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

➤ *Pérdidas con el tiempo:* Las células fotovoltaicas se degradan muy lentamente y de forma progresiva. De hecho, todas las marcas de calidad ofrecen una garantía de potencia del 90% durante los primeros 12 años, y del 80% hasta los 25 años.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: los tiempos de paradas del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc...

En todas y cada una de estas partidas podemos incidir de alguna y otra manera. De eso se trata, es una cuestión de CALIDAD.

3.5 Normativa

Las normas en instalaciones eléctricas son algo más que importante ya que se han hecho para seguridad del ser humano y por lo tanto deben de tenerse muy en cuenta.

En este apartado se expondrán las normas y leyes que rigen a la energía fotovoltaica, para mantener a las instalaciones seguras, previniendo cualquier tipo de contratiempo.

3.5.1 Normas UNE-EN

UNE-EN 50178: Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.

UNE-EN 50524: Información de las fichas técnicas y de las placas de características de los inversores fotovoltaicos.

UNE-EN 50530: Rendimiento total de los inversores fotovoltaicos de conexión a la red.

UNE-EN 60617-2: Símbolos gráficos para esquemas. Parte 2: Elementos de símbolos, símbolos distintivos y otros símbolos de aplicación general.

UNE-EN 60664-1: Coordinación de aislamiento de los equipos en los sistemas (redes) de baja tensión. Parte 1: Principios, requisitos y ensayos.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

UNE-EN 60721: Clasificación de las condiciones ambientales. Parte 3: Clasificación de grupos de parámetros ambientales y sus severidades.

Sección 3: Utilización fija en lugares protegidos de la intemperie.

Sección 4: Utilización fija no protegida de la intemperie.

UNE-EN 60742: Transformadores de separación de circuitos y transformadores de seguridad.

UNE-EN 61000: Compatibilidad electromagnética (CEM).

Parte 3: Límites. Parte 6: Normas genéricas.

UNE-EN 61173:98 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía.

UNE-EN 61727:96 "Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica".

UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

UNE-EN 62109-1: Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos generales.

UNE-EN 62305-3: Protección contra el rayo. Parte 3: Daño físico a estructuras y riesgo humano.

3.5.2 Normas IEC

IEC 60529: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).

IEC 60614: Recommendations in the field of quantities and units used in electricity. First edition.

IEC 62103: Electronic equipment for use in power installations.

IEC 62116: Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Project IEC 62548: Design requirements for Photovoltaic (PV) Arrays.

IEC 62727 TS: Specification for solar trackers used for photovoltaic systems.

3.5.3 Reales decretos e instrucciones técnicas

RD 3275/1982: Reglamento sobre las condiciones técnicas y garantías de seguridad en las centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. El Ministerio de Industria y Energía dicta las instrucciones técnicas complementaria MIE-RAT, a partir de éste.

RD 2818/1998: Real Decreto en el cual se estipula la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Capítulo 1: Objeto y ámbito de aplicación. Capítulo 2: Procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial. Capítulo 3: Condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en régimen especial.

RD 1663/2000: Reglamento sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

RD 842/2002: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

RD 1580/2006: Real Decreto por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.

RD 1699/2011: Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.5.3.1 Instrucciones del REBT

ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.

ITC-BT-22: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobre intensidades.

ITC-BT-23: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones.

ITC-BT-24: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.

ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión.



3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.5.3.2 Instrucciones técnicas MIE-RAT

MIE-RAT 01: Terminología.

MIE-RAT 02: Normas de obligado cumplimiento y hojas interpretativas.

MIE-RAT 06: Aparatos de maniobra de circuitos.

MIE-RAT 09: Protección.

MIE-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.

MIE-RAT 15: Instalaciones eléctricas de exterior.

MIE-RAT 19: Instalaciones privadas conectadas a redes de servicio público.

3.5.4 Certificados

CE: De acuerdo con los principios de la Decisión 768/2008/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, el marcado “CE” simboliza la conformidad de un producto con los requisitos esenciales de seguridad y salud que le son aplicables e impuestos al fabricante.

Este marcado es una declaración, hecha por la persona responsable de la empresa fabricante, de que el producto es conforme con todos los requisitos comunitarios y de que se han llevado a cabo sobre dicho producto los procedimientos de evaluación de la conformidad que le son de aplicación.

TÜV: Certificación que aplica normas internacionales, estándares alemanes y requisitos internos para definir los requisitos eléctricos, mecánicos y de construcción que deben cumplir los componentes para garantizar la seguridad y evitar riesgos a largo plazo, tales como descargas eléctricas o incendios. Asimismo, se definen y establecen los requisitos específicos de los materiales para la protección contra el fuego y la estabilidad en condiciones de mal tiempo.



Capítulo 4

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES



4. Introducción

Este capítulo está dedicado al análisis de las distintas topologías y diseño de control necesarios para optimizar la energía extraída del generador fotovoltaico y acondicionar adecuadamente su inyección a la red eléctrica que se encuentran en distintos inversores para sistemas fotovoltaicos monofásicos.

Los inversores CC-CA son usados en la producción de energía fotovoltaica con conexión a red como la interface entre la fuente de energía PV (fotovoltaica) y la red eléctrica. La energía inyectada a la red por la instalación fotovoltaica depende de la cantidad de energía obtenida desde la fuente de energía PV y la eficiencia del proceso de esta potencia por medio del inversor CC-CA. En este capítulo, se verán dos nuevos métodos para el óptimo diseño de inversores PV, los filtros de salida y las estrategias de control de MPPT (control del punto de máxima potencia). Los resultados obtenidos verifican que las técnicas propuestas de optimización permiten la maximización de la energía PV inyectada a la red eléctrica, por lo que sirve como herramienta para obtener más energía mediante la optimización del sistema fotovoltaico.

4.1 Evolución de los inversores para sistemas fotovoltaicos

La evolución de los inversores para sistemas fotovoltaicos está ligada al desarrollo de la tecnología de las celdas y paneles (Figura 4). Como sabemos en un sistema fotovoltaico la fuente de CC viene dada por la energía desarrollada en los paneles, la cual determina la tensión generada. Por lo tanto, la topología inversora en un sistema fotovoltaico dependerá del tipo de conexión que se tenga en los paneles fotovoltaicos. *[[21] - “A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules”]*

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

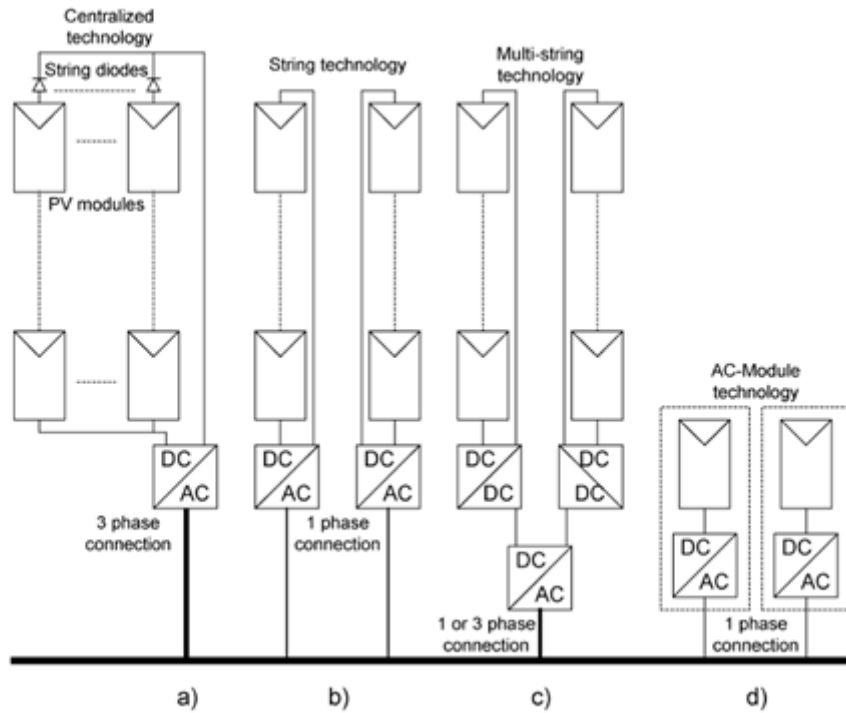


Fig. 4. Historical overview of PV inverters. a) Past centralized technology. b) present string technology. c) Present and future multi-string technology. d) Present and future ac-module and ac cell technologies.

4.1.1 Inversores Past-centralized

Los inversores antiguos, mostrados en las Figuras. 4(a) y 4.1, estaban basados en inversores centrales los cuales interconectaban un gran número de módulos fotovoltaicos hacia la red. Los módulos fotovoltaicos estaban divididos en conexiones en series o cadenas (strings), los cuales generaban la suficiente tensión para evitar posteriores amplificaciones (transformadores). Estas conexiones en serie eran a su vez conectadas en paralelo, a través de unos diodos en serie, con el fin de alcanzar la mayor cantidad de potencia. Por otra parte, algunos inconvenientes son debidos a la presencia de los diodos en las cadenas (string diodes), los cuales introducen pérdidas adicionales, y el uso de transformadores de baja frecuencia (LF) determina un incremento en el costo y peso de los convertidores. *[[21] - “A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules”]*

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

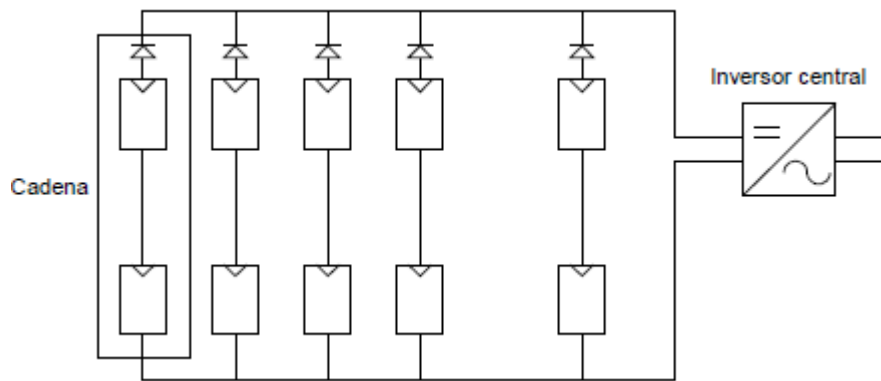


Fig 4.1 Sistema fotovoltaico central.

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos con esta tecnología son para campos de gran potencia, los que permanecen en el mercado incluyen inversores auto-conmutados con y sin transformador. Cuando la topología incluye transformador, este opera a la frecuencia de línea. En las Figuras 4.1 y 4.2 se muestran las topologías típicas de inversores centrales con y sin transformador.

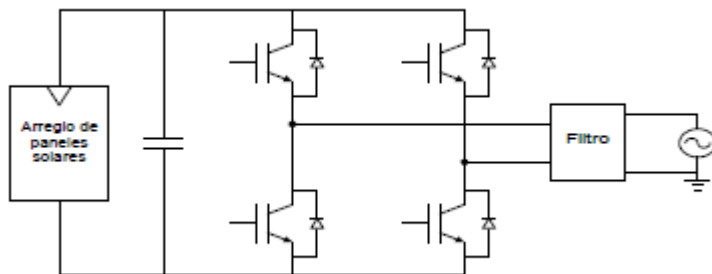


Fig. 4.1.1 Sistema fotovoltaico con inversor auto-conmutado sin transformador.

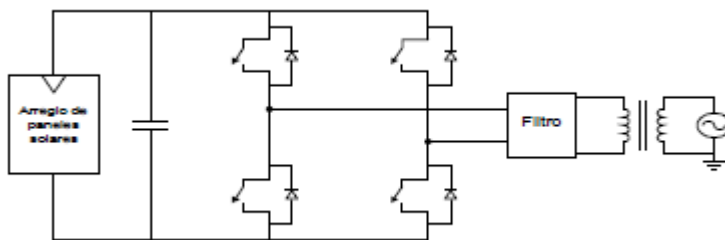


Fig. 4.1.2 Sistema fotovoltaico con inversor auto-conmutado con transformador.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Como se ve en las Figuras 4.1.1 y 4.1.2, los inversores centrales son de tipo puente completo. Para controlar el disparo de los interruptores del puente se emplea la modulación por ancho de pulso (PWM). La frecuencia de conmutación de los dispositivos semiconductores varía entre los 16 a 20 kHz. Aplicando el método del PWM se invierte la corriente CC proporcionada por los paneles y se les da una forma de onda sinusoidal con la calidad necesaria para ser inyectada a la red.

Se considera que los sistemas fotovoltaicos basados en inversores centrales son una tecnología barata, con un buen grado de madurez, robustos, eficientes, con alta confiabilidad y con el cual se logra un precio bajo de Watt generado. Además de que debido a la alta tensión obtenida por los paneles, el uso de transformadores se ve diezmado.

Estos inversores centralizados incluyen algunas limitaciones muy importantes, como cables de CC para alta tensión entre los módulos y el inversor, pérdida de potencia debido a un MPPT centralizado, desajuste de pérdidas entre los propios módulos, pérdidas en la cadena de diodos (string) y un diseño inflexible en el que los beneficios de una producción a gran escala no pueden ser alcanzados. La etapa de conexión a red estaba conmutada mediante unos tiristores, los cuales generaban muchos armónicos y una baja calidad de potencia. La gran cantidad de armónicos dieron cabida a nuevas topologías de inversores y sistemas de diseño, con el fin de hacer frente a las nuevas normas las cuales además cubrían la calidad de la energía.

4.1.2 Las nuevas cadenas de inversores y módulos de CA

4.1.2.1 Nuevas cadenas de inversores

La tecnología hoy en día se basa en cadenas de inversores y módulos en CA. La cadena de inversores mostrados en las Figuras 4(b) y 4.1.3, es una versión reducida de la centralización de inversores, en donde una sola cadena de módulos fotovoltaicos está conectada al inversor. La tensión de entrada podría ser suficiente para evitar una amplificación de esta tensión. La posibilidad de usar menos módulos en serie también es usada, si se usa un convertidor CC-CC o un transformador de frecuencia en la línea para amplificar la tensión.

[[21] - "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules"]

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

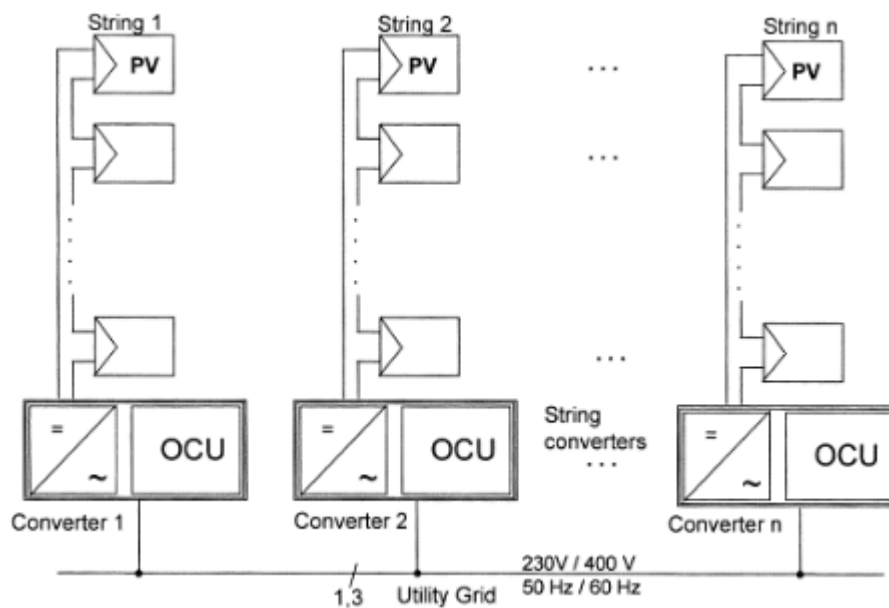


Fig 4.1.3 Tecnología actual de cadena (string). OCU: Unidad de control de operaciones.

Los inversores usados en sistemas fotovoltaicos de cadena tienen como fuente de CC una conexión en serie de paneles solares. La tensión generada por estas conexiones puede ser suficiente para evitar incluir un transformador en la topología inversora; sin embargo, en la mayoría de los casos se emplea un transformador de alta frecuencia, Figura. 4.1.4.

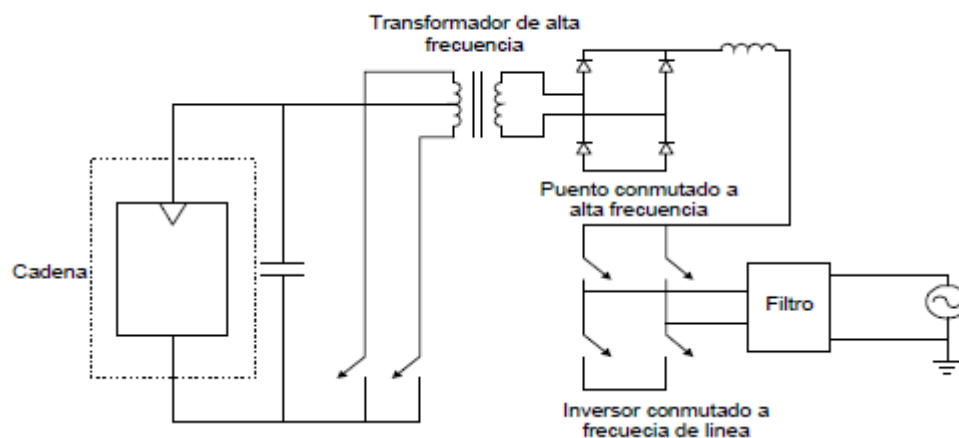


Fig. 4.1.4 sistema fotovoltaico de cadena con transformador de alta frecuencia.

Emplear topologías con transformador de frecuencia de línea tiene algunas ventajas. Una de las más importantes es que permite emplear dispositivos semiconductores de baja

tensión en la implementación del puente. Los MOSFET son excelentes para esta aplicación, ya que al ser dispositivos muy usados, hacen que el coste de estos sea menor que cualquier otro dispositivo. En cuanto al control, este tipo de topologías permite que se realice en el lado de baja potencia, lo cual simplifica su implementación.

No hay pérdidas respecto a la cadena de diodos y cada MPPT puede ser aplicado separadamente a cada cadena. Esto incrementa el rendimiento en conjunto comparado con el de inversores centralizados, además de reducir su precio debido a una producción en masa.

4.1.2.2 Módulos de CA

El módulo CA representado en las Figura. 4(d) y 4.1.5, es la integración del inversor con el módulo fotovoltaico, formando un solo dispositivo eléctrico. Esto elimina las pérdidas de desequilibrio entre el módulo fotovoltaico desde que solo existe un solo módulo, como a su vez admite ajustes óptimos entre el panel fotovoltaico y el inversor, y por lo tanto el MPPT de cada uno. Esto incluye la posibilidad de ampliar el sistema, debido a la estructura modular. La oportunidad de convertirse en un dispositivo “plug-n-play” (conectar y usar), el cual puede ser usado por una persona que no tenga ningún conocimiento de instalaciones eléctricas, es además una característica propia muy buena. Por otro lado, la necesaria amplificación de alta tensión podría reducir la eficiencia total e incrementar a su vez el precio por vatio, debido a la compleja topología de los circuitos. A su vez, se está intentando producir los módulos CA de forma masiva, lo cual lleva a un menor costo de fabricación y de venta al por menor.

La solución actual usa inversores CC-CA con propia conmutación, por medio de IGBTs o MOSFETs, lo que implica una alta calidad en la energía cumpliendo las normas establecidas.

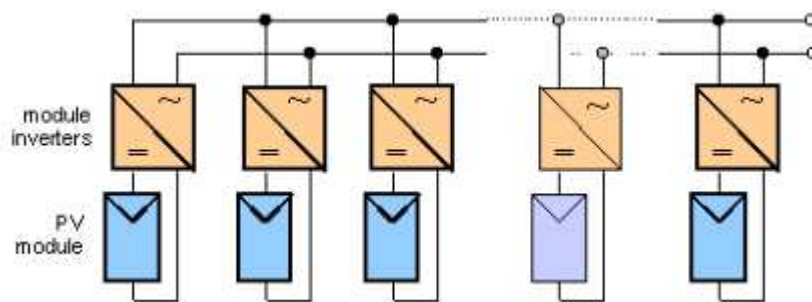


Fig. 4.1.5 Presente y futuro de los módulos CA y la tecnología de celdas de CA.

4.1.3 Futuras multi-cadenas de inversores, módulos AC y celdas AC.

La “multi-cadena” de inversores (Figura.4(c) y 4.1.6) es el desarrollo ulterior de la cadena de inversores, en donde varias cadenas están interconectadas con su propio inversor CC-CC a un inversor común CC-CA. Esto es muy beneficioso, si lo comparamos con los sistemas centralizados, ya que cada cadena puede ser controlada individualmente. A si, si una persona quiere conectar su huerto solar con pocos módulos, es fácil la posterior conexión de nuevas cadenas de módulos fotovoltaicos. De esta forma se logra un diseño flexible y con una alta eficiencia.

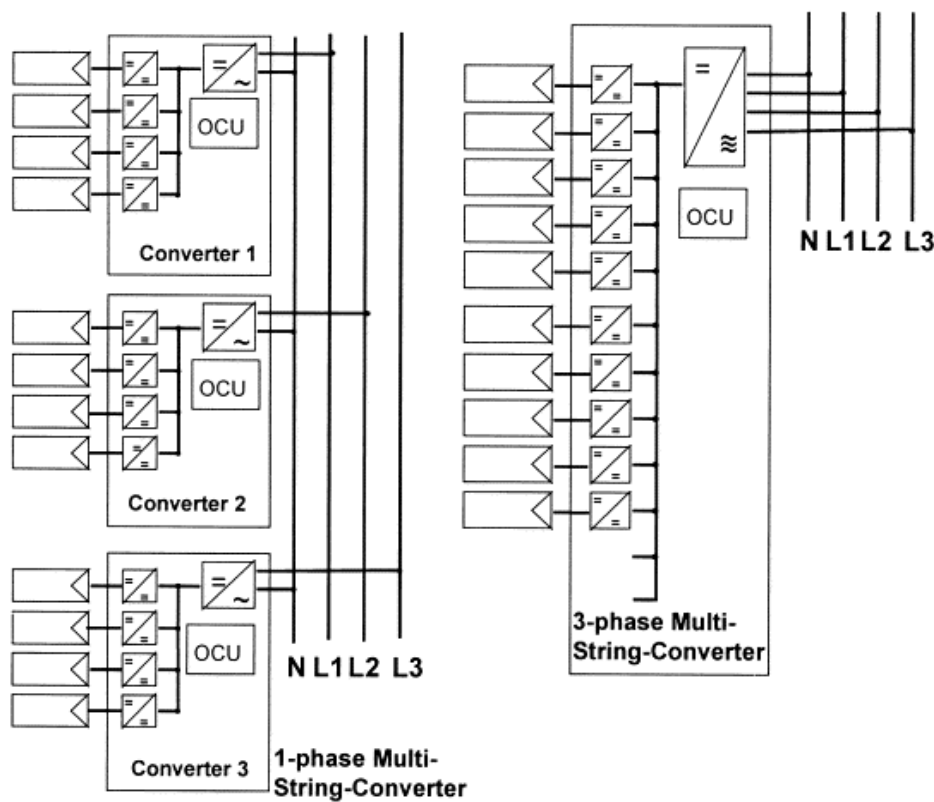


Fig. 4.1.6 Presente y futura de la tecnología de multi-cadena (multi-string).

Finalmente, el sistema de inversor de celdas CA es el caso en el que grandes cantidades de celdas fotovoltaicas están conectadas a un inversor CC-CA. El principal reto para los diseñadores es el de diseñar un inversor que pueda amplificar una tensión muy baja 0.5 – 1 V y 100 W por metro cuadrado, hasta un apropiado nivel de tensión para la red, y a la misma vez obtener una alta eficiencia. Por esta razón, se necesita un nuevo concepto respecto a los convertidores.

4.2 Clasificación de las topologías inversoras

4.2.1 Número de etapas de Potencia del proceso

El número de etapas de potencia del proceso en cascada, es el primer criterio de agrupación que se presenta. En la Figura 4.2, se muestra una topología a una sola etapa basada en un inversor que debe asegurar: el seguimiento del punto de máxima potencia, MPPT, el control de la corriente inyectada a la red y la adecuación de la tensión si es necesario. Es la configuración típica de la topología del inversor centralizado, con todos los inconvenientes asociados a la misma. El inversor debe estar diseñado para poder manejar una potencia máxima superior al doble de la potencia nominal del inversor.

Estas configuraciones tienen las ventajas de ser una topología simple, con pocos componentes, robusta, de alta confiabilidad, eficientes y de bajo costo. Sin embargo son voluminosas y pesadas, su capacidad de potencia de salida es limitada, muchos comprometen la calidad de energía suministrada y su intervalo de operación de voltaje de entrada es limitado.

La mayoría de las configuraciones mono-etapa se basan en los principios de operación de los convertidores CC-CC *boost* o *buck-boost*. Este tipo de circuitos usan inductores o al transformador *flyback* para almacenar energía y brindar aislamiento galvánico.

Las principales desventajas de las topologías mono-etapa desaparecen cuando se les aplica en baja potencia o se les sustituye el transformador de línea por uno de alta frecuencia. Las ventajas que presentan este tipo de topología indican que son la mejor opción para los módulos fotovoltaicos de CA. *[[21] - "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules"]*

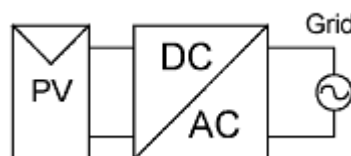


Fig. 4.2 Tener en cuenta que el símbolo de del módulo fotovoltaico (PV), puede ser interpretado como un simple módulo, o como múltiples módulos conectados en serie y paralelo. Se muestra una sola etapa de potencia la cual maneja el MPPT, la amplificación de tensión y el control de corriente hacia la red.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

En la Figura 4.2.1 se representa un inversor de doble etapa. El convertidor CC-CC realizará el MPPT (y quizás la amplificación de tensión). Dependiendo del control del inversor de CC-CA, la salida desde el convertidor CC-CC, es también una tensión continua (CC) pura (el convertidor CC-CC está realizado para manejar solo potencia nominal), o la corriente de salida del convertidor es modulada para convertirse en una onda senoidal rectificada (ahora el convertidor CC-CC puede manejar una potencia pico del doble del valor de la nominal). El inversor CC-CA de la solución anterior está controlando la corriente de red mediante la modulación de amplitud de pulso (PWM) o mediante la operación “bang-bang”. En esta última parte, el inversor CC-CA es conmutado a la frecuencia de red, desplegando la corriente rectificada a una onda completa senoidal, y el convertidor CC-CA es el encargado del control de la corriente. “Una alta eficiencia puede ser lograda por la solución anterior si la potencia nominal es baja”. Por otro lado, es conveniente operar el inversor conectado a red en modo PWM si la potencia nominal es alta.

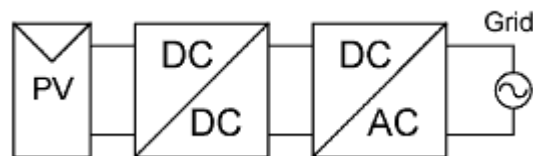


Fig. 4.2.1 inversor de doble etapa de potencia donde el convertidor CC-CC es el responsable del MPPT y el inversor CC-CA controla la corriente de red.

Finalmente, en la Figura 4.2.2, se observa la solución para un inversor de multi-etapa. Cada convertidor CC-CC tiene la tarea del control de MPPT y quizás la amplificación de tensión. Los convertidores están conectados a una línea común CC del inversor CC-CA, el cual se hace cargo del control de corriente de red. Esto es beneficioso desde que se obtiene un mejor control de los módulos/cadena fotovoltaica y el control del punto de máxima potencia para cada rama de módulos fotovoltaicos mejora la potencia máxima del sistema fotovoltaico.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

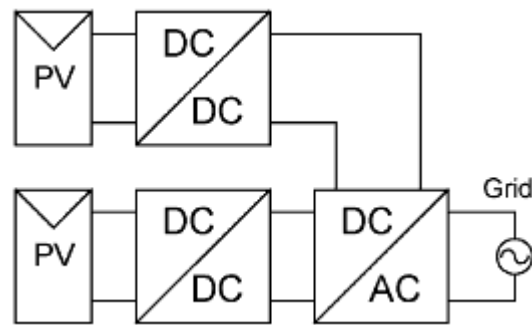


Fig. 4.2.2 Inversor multi-etapa, donde cada módulo fotovoltaico o cadena (string) está conectado a un convertidor CC-CC único para cada uno, que a su vez se encuentra conectado a un inversor común CC-CA.

Dos de las soluciones más interesantes, presentes ya en los mercados, se muestran en la Figura 4.2.3. Ambas soluciones tienen tres convertidores de impulso (boost) CC-CC, sin aislamiento en el primer caso, y aislado mediante un transformador de alta frecuencia (HF) en el segundo, mientras que el inversor CC-CA puede ser de medio o puente completo. Los condensadores que son los elementos más débiles del sistema, se encuentran conectados en el lado de baja tensión en paralelo con los strings.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

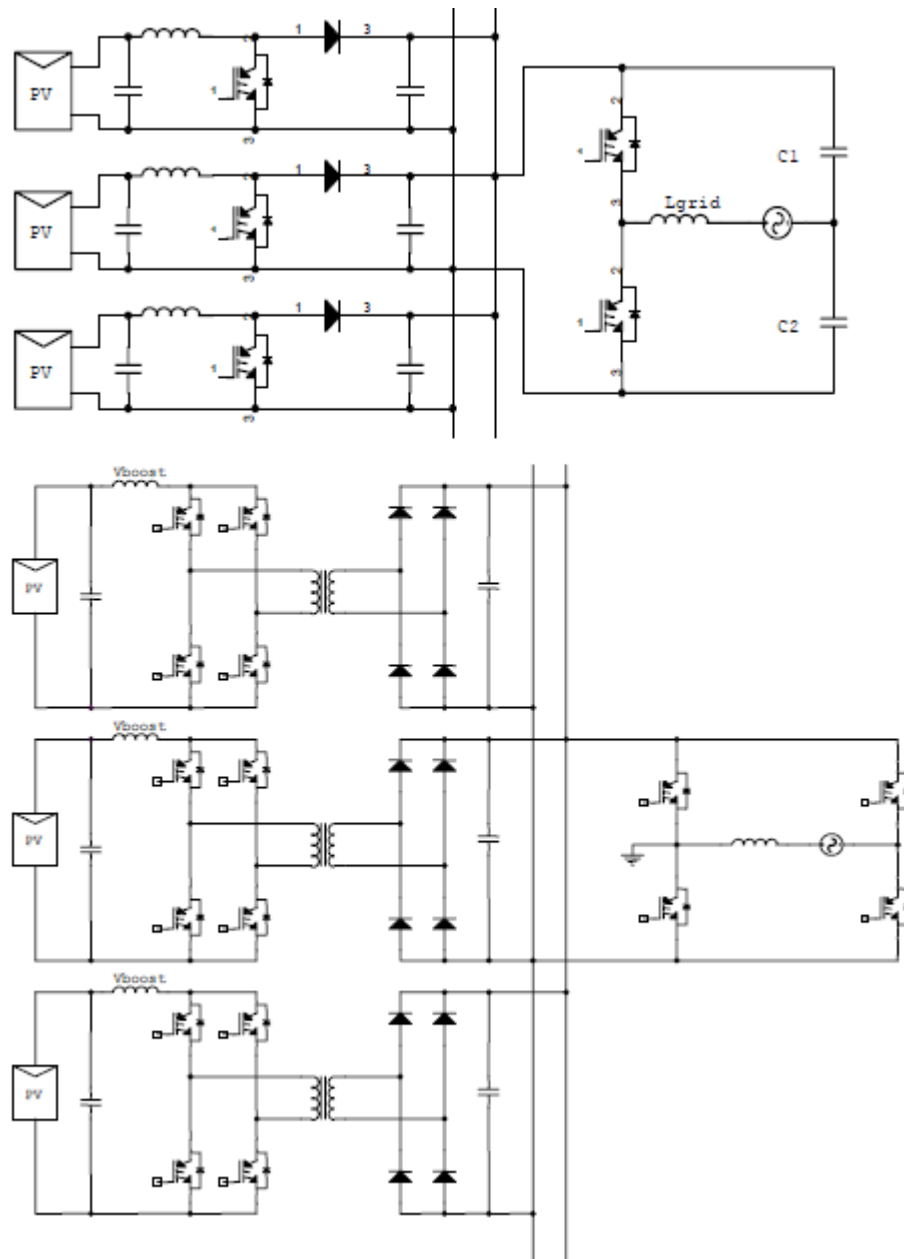


Fig. 4.2.3 Configuraciones multi-cadena/ multi-etapa.

Un convertidor innovador se propone en la Figura 4.2.4, obteniendo una significativa reducción en el coste de producción y una alta eficiencia. Está compuesto por un puente de entrada conectado a unos controladores de tensión (M5, M6) a través de un transformador de alta frecuencia (HF), y un inversor FB usado para generar una tensión controlada de $230 V_{ef}$, y un voltaje sinusoidal de 50 Hz. [[22]- “Review on Single-phase PV Inverters for Grid-connected Applications”]

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

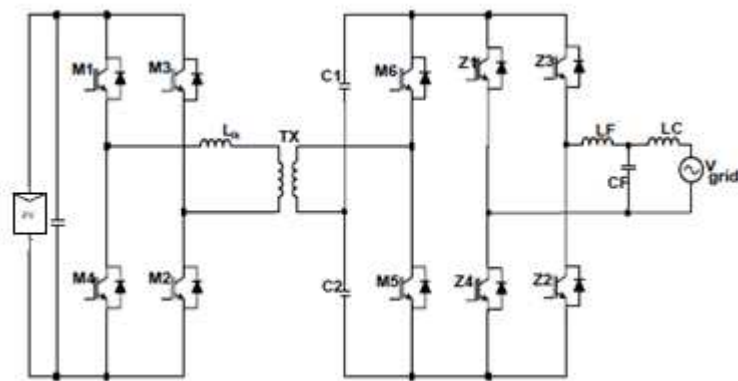


Fig. 4.2.4 Convertidor de cambio de fase con conmutación de voltaje cero.

Hoy en día, las topologías clásicas de inversores de mono etapa, las cuales son las más usadas, se ven remplazadas por configuraciones multi-etapa con inversores de doble etapa.

Es previsible que el futuro desarrollo tecnológico permita la integración del sistema de conversión dentro del propio módulo fotovoltaico. De tal modo, para campos fotovoltaicos pequeños, el convertidor no existirá más como un componente separado.

4.2.2 Potencia desacoplada

En un sistema fotovoltaico conectado a la red a través del inversor, la potencia entre los módulos fotovoltaicos y la red tiene que ser desacoplada. El desacoplamiento de energía se obtiene normalmente mediante un condensador electrolítico, que está colocado en paralelo con los módulos fotovoltaicos, como se muestra en la Figura 4.2.5. Este componente es el factor principal limitante de la vida del sistema. Así, este debe ser mantenido lo más pequeño posible y preferiblemente ser sustituido por un condensador de película.

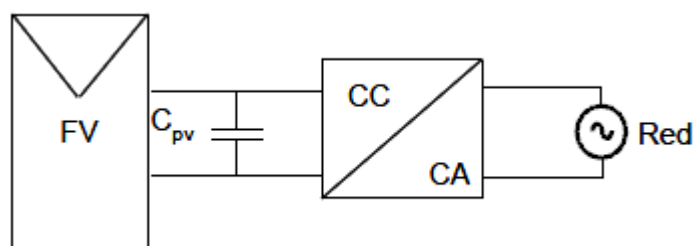


Fig. 4.2.5 Inversor monofásico de una sola etapa conectado al módulo fotovoltaico a través de un condensador en paralelo.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

También es posible que se requiera el uso de un condensador en el bus del lado de continua, tal y como se muestra en la Figura 4.2.6.

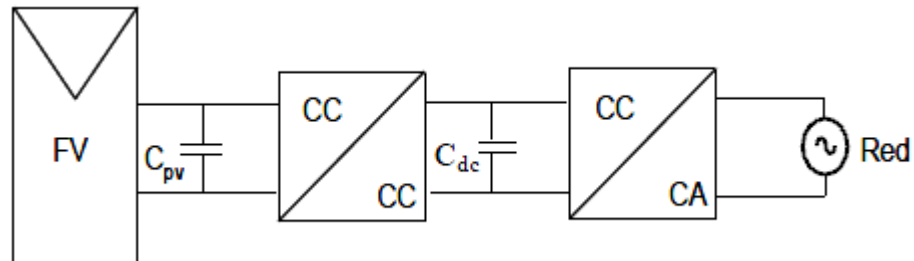


Fig. 4.2.6 Inversor monofásico de doble etapa conectado al módulo fotovoltaico a través de un condensador en paralelo y otro condensador en el bus de continua.

Como se dijo anteriormente, el tamaño del condensador de desacoplo debe ser el más pequeño posible, y se puede expresar como:

$$C = \frac{P_{FV}}{2 \cdot \omega_{red} \cdot U_c \cdot \vartheta_c}$$

(4.1)

Donde P_{FV} es la potencia de los módulos fotovoltaicos, U_c es la tensión media del condensador, ϑ_c , la amplitud del rizado de la tensión del condensador. La ecuación (4.1), se basa en que la corriente del inversor conectado a la red sigue una forma de onda de tensión de red supuesta constante y la corriente a la salida del inversor sigue una forma sinusoidal (sin $\omega_{red} t$).

Generalmente las topologías utilizan un condensador superior a 1000 μ F, colocado en los terminales del inversor. Por otra parte, si el condensador se coloca en el bus de CC, resulta suficiente utilizar 33 μ F, para una tensión de 380V con un rizado de amplitud de la tensión de 20V para el modulo fotovoltaico.

4.2.3 Transformadores en inversores y sus conexiones.

Algunos inversores utilizan un transformador de alta frecuencia en el diseño del convertidor CC-CC o en el inversor CC-CA. Otros utilizan un transformador de baja frecuencia (frecuencia de la línea) hacia la red. Por último, otros inversores no utilizan transformadores. El transformador de línea, Figura 4.2.7, se coloca entre el inversor y la red para adaptar la tensión de trabajo del inversor en su salida en CA a la red, pero no se considera como una buena solución, debido a su tamaño, su peso y su precio.

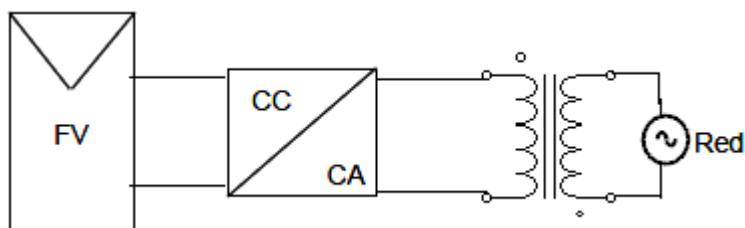


Fig. 4.2.7 Transformador de baja frecuencia (LFT) colocado entre el inversor de una sola etapa y la red.

Para evitar la circulación de corriente continua en el lado de alterna, lo que casusa saturación y sobrecalentamiento de la energía distribuida por los transformadores, se hace uso de transformadores aislados en el lado de salida de los convertidores fotovoltaicos que es la solución más simple y adoptada para evitar cualquier inconveniente. Sin embargo, los transformadores de baja frecuencia (LF) en convertidores PV son responsable del 2 % de las pérdidas de la potencia pico y representan la mayor parte del peso y el volumen del inversor. Los diseños sin transformadores de baja frecuencia (LF), son más baratos, más eficientes y más livianos. Por otro lado, el diseño desprovisto de transformador (TL) necesita electrónica adicional y un control de los componentes para proporcionar la mayor protección en la inyección de corriente continua. A pesar que los fabricantes afirman que los inversores desprovistos de transformadores (TL) pueden ser más seguros que los de baja frecuencia (LF), no pueden ser fabricados en países como España e Italia para potencia superior a 20 KW. Por debajo de 20 KW, el uso de inversores TL es posible adoptando una protección la cual detecte componentes continuas en la corriente de salida. En muchas instalaciones, diferentes cadenas (string) pueden operar en diferentes condiciones, un convertidor CC-CC separado de cada cadena se usaría para mejorar la producción de energía. La tecnología multi-cadena (multi-string) permite que múltiples cadenas (normalmente 2 - 3) se conecten a un solo inversor. Estos convertidores tienen un MPPT independiente para cada string, asegurando el máximo

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

rendimiento de energía, y reduciendo el costo de los convertidores para instalaciones PV. Otra característica de los inversores PV de última generación consisten en una función master-slave (maestro - esclavo). Un convertidor “maestro” controla la operación de uno o dos inversores “esclavos”, de forma tal que los inversores son apagados cuando la potencia producida por el campo fotovoltaico puede ser procesada por uno o dos inversores. De esta forma, los inversores siempre trabajan en un nivel óptimo de potencia para lograr la más alta eficiencia del sistema. *[[22]- “Review on Single-phase PV Inverters for Grid-connected Applications”]*

Los inversores modernos tienden a usar transformadores de alta frecuencia, como se muestra en la Figura 4.2.8. Sin embargo, los transformadores son una paradoja dentro de los inversores. Como se vio anteriormente, el sistema de puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos no es necesario si la máxima tensión está por debajo de los 50 V. Por otro lado, es difícil lograr una alta eficiencia mediante la amplificación de tensión sin un transformador, cuando el rango de tensión esta entorno a los 23 a 45 V. Por último, decir que los transformadores son superfluos cuando la tensión de entrada es lo suficientemente alta.

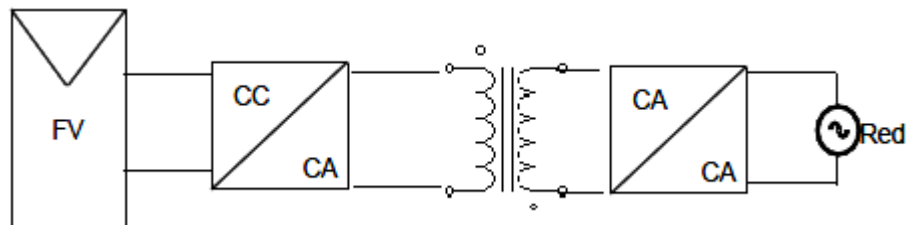


Fig. 4.2.8 Transformador de alta frecuencia (HF) en enlace de alta frecuencia con inversor CA-CA y conexión a red.

Otro tipo de conexión existente pero poco usado es el esquema que se muestra a continuación en la Figura 4.2.9. En este caso el transformador de alta frecuencia (HF) se encuentra en medio de la línea de dos inversores CC-CA y CA-CC. De esta forma se logra aumentar los valores al rango deseado prosiguiendo a la conversión de CA para su posterior conexión a red.

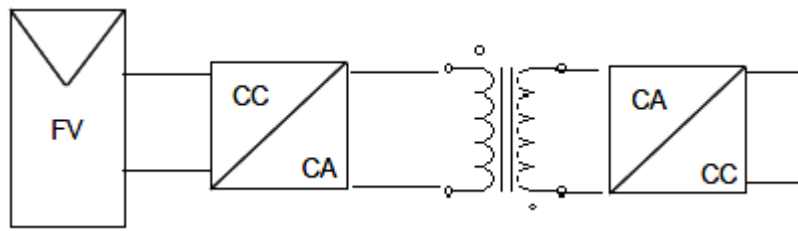


Fig. 4.2.9 Transformador de alta frecuencia incrustado en un enlace de CC entre el módulo fotovoltaico y el convertidor CC-CC.

Comparando a los inversores PV conectados a red que tienen aislamiento galvánico (tanto en el lado CC, como en el CA), los inversores fotovoltaicos sin transformador tienen la ventaja de un menor coste, mayor eficiencia, menor tamaño y menor peso. El aislamiento galvánico proporciona características mejoradas de seguridad, pero su implementación depende de las normas y de las compañías suministradoras de cada país.

4.3 Inversores Multinivel

4.3.1 Principio de funcionamiento convertidores multinivel

La arquitectura multinivel consiste en un conjunto de puentes completos cuyas entradas están conectadas a tantos generadores fotovoltaicos como puentes, y cuyas salidas se conectan en serie para finalmente conectarse a la red. A nivel topológico, esta etapa de conversión constituye un caso particular de la familia de inversores CC-CA conocidos como convertidores multinivel.

El concepto de convertidor multinivel se introduce en 1980 por Nabae y, como lo atestiguan las numerosas publicaciones a que ha dado y sigue dando lugar, ha resultado ser una opción competitiva para la conversión de energía CC-CA en el rango de media-alta potencia. A nivel conceptual, un convertidor multinivel puede entenderse como un circuito sintetizador de tensión CA, a partir de una tensión disponible CC. Su misión es la de dividir en niveles la tensión de entrada, y un conjunto de interruptores cuya oportuna activación persigue sintetizar una forma de onda de la tensión de salida que se asemeje a una onda sinusoidal de amplitud y frecuencia determinados. A modo de ejemplo, la activación secuencial de los interruptores periódicamente cada Δt permite generar la forma de onda CA monofásica mostrada en la Figura 4.3:

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

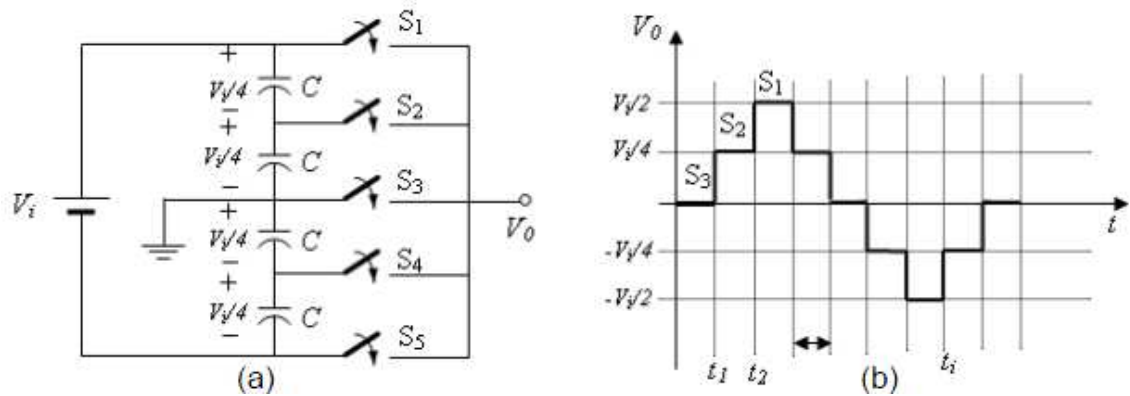


Fig.4.3 (a) Esquema de un circuito de un convertidor multinivel de 5 niveles. **(b)** Forma de onda de la tensión de salida.

La figura anterior permite definir los principales parámetros de funcionamiento de esta familia de convertidores, que se enumeran brevemente a continuación:

- La generación de una tensión de salida bipolar semejante a una senoide exige un control del estado de los interruptores que siga una determinada secuencia temporal. Así por ejemplo, la forma de onda de la Figura 4.3 (b) se consigue con la secuencia:

$$\begin{array}{lll} 0 \leq t \leq t_1 & S_3 \text{ ON}; S_i \text{ OFF} & i = 1,2,4,5,6 \\ t_1 \leq t \leq t_2 & S_2 \text{ ON}; S_i \text{ OFF} & i = 1,3,4,5,6 \end{array}$$

...

- Las características espectrales de la forma de onda sintetizada dependen tanto de la amplitud de cada nivel como de la distribución temporal de los instantes de cambio de nivel. En este sentido suele ser habitual generar formas de onda con niveles de misma amplitud y con una distribución periódica de los instantes de cambio de nivel.

De la descripción anterior pueden deducirse las ventajas de este tipo de conversión CC-CA: la primera de ellas estriba en el hecho que la tensión de salida obtenida con un convertidor multinivel presenta un contenido armónico inferior a la obtenida con convertidor convencional de potencia equivalente. En particular, se consigue una reducción de las exigencias de filtrado de la tensión de salida cuantos más niveles se generen en un periodo de senoide, lo que permite reducir el valor de los componentes de filtrado. La segunda ventaja proviene de la topología del convertidor que permite reducir el estrés en los interruptores



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

tanto en conducción como en bloqueo. Estas ventajas se contraponen en primer lugar a la necesidad de controles más complejos para conseguir las secuencias de activación apropiadas de los interruptores y al rendimiento global de la etapa de conversión en función del número de interruptores empleados. En segundo lugar, para el correcto funcionamiento de la etapa de conversión las tensiones en las capacidades deben mantenerse constantes o equilibradas en cualquier condición de trabajo. Esta tarea no es en absoluto obvia, y debe ser asumida por el sistema de control del convertidor.

Por otra parte, la concepción de un convertidor multinivel exige determinar tanto las topologías de los circuitos que permitan esta conversión así como las estrategias de activación de los interruptores, más conocidas como estrategias de modulación.

4.3.2 Estrategias de modulación para inversores.

El control de convertidores CC-CA multinivel debe realizar dos funciones principales:

- El control de variables eléctricas del convertidor, como por ejemplo tensiones en las capacidades de entrada, tensión y/o corriente de salida, etc...
- La síntesis de formas de onda multinivel “semejantes” a una senoidal de amplitud y frecuencia deseadas: en este sentido el grado de “semejanza” se mide a través del contenido armónico de la señal sintetizada.

Por una parte el control de variables eléctricas debe procesar dinámicamente el error de dichas variables y adaptar la señal de error procesada a las variables de control disponibles que son el tiempo y el posicionado de los interruptores: el control del sistema requiere por tanto una conversión variable eléctrica-tiempo. Por otra parte, el control debe respetar una secuencia temporal de activación de los interruptores para sintetizar la forma de onda multinivel.

Estos requerimientos se satisfacen simultáneamente mediante la inclusión de comparadores que son los elementos encargados de la conversión variable eléctrica-tiempo y de la posterior activación de los interruptores. Estos comparadores suelen recibir el nombre de “moduladores”, y sus entradas son por una parte el error procesado y por otra una señal de referencia cuyas características determinan el tipo de operación del convertidor, a saber:



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

- *Señal de referencia de valor fijo:* en este caso la conversión variable eléctrica-tiempo depende de la dinámica del error procesado y la señal de salida del comparador es de frecuencia variable. En estas condiciones el convertidor opera a frecuencia variable.
- *Señal de referencia periódica:* en este caso la conversión variable eléctrica-tiempo se realiza a frecuencia fija correspondiente a la frecuencia de la señal de referencia. Esta señal se conoce como portadora y suele ser triangular o en diente de sierra para que la conversión variable eléctrica-tiempo sea lineal.
- La secuencia de activación necesaria para la síntesis de señales multinivel se consigue mediante la distribución de valores de la señal de referencia en el caso de frecuencia variable, y mediante la disposición relativa en tiempo y amplitud de portadoras en el caso de frecuencia fija.

A efectos de diseño, debe indicarse que la selección de estas señales de referencia condiciona tanto el contenido armónico de la señal sintetizada y por tanto los elementos de filtrado, como el número de conmutaciones de los interruptores por unidad de tiempo y por tanto el rendimiento del convertidor. Así por ejemplo, tal como muestra la Figura 4.3.1, la modulación en escalera se consigue comparando la señal de error con un conjunto de comparadores cuyos niveles de comparación son fijos y están uniformemente distribuidos. Este tipo de modulación opera a frecuencia variable en un rango cercano al de la frecuencia de la señal, y no presenta buen espectro armónico. Sin embargo, los interruptores operan a baja frecuencia de conmutación favoreciendo el rendimiento del convertidor. *[[15]- Juan José Negroni Vera]*

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

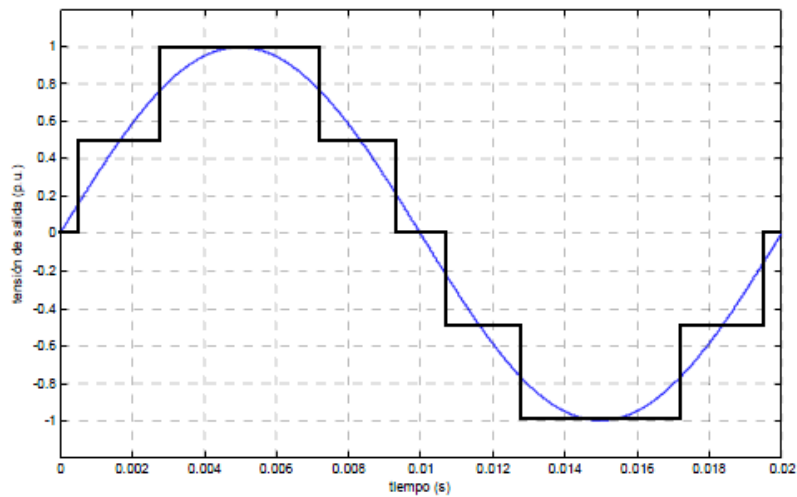


Fig. 4.3.1 Modulación en escalera: Tensión de salida para la síntesis de una señal senoidal.

Suele ser más habitual sin embargo operar con estrategias de modulación a frecuencia fija, por la facilidad de control del espectro de la señal sintetizada y por tanto del diseño de los elementos que deban filtrarla. Estas estrategias suelen distinguirse por la frecuencia de conmutación de operación que puede corresponder a la frecuencia de la señal a sintetizar (frecuencia “fundamental”), primando así el rendimiento del convertidor o a una frecuencia mucho mayor (“alta frecuencia”) para mejorar el espectro armónico de la señal sintetizada. En la Figura 4.3.2 a continuación, se muestra un es quema con las diferentes estrategias de modulación.

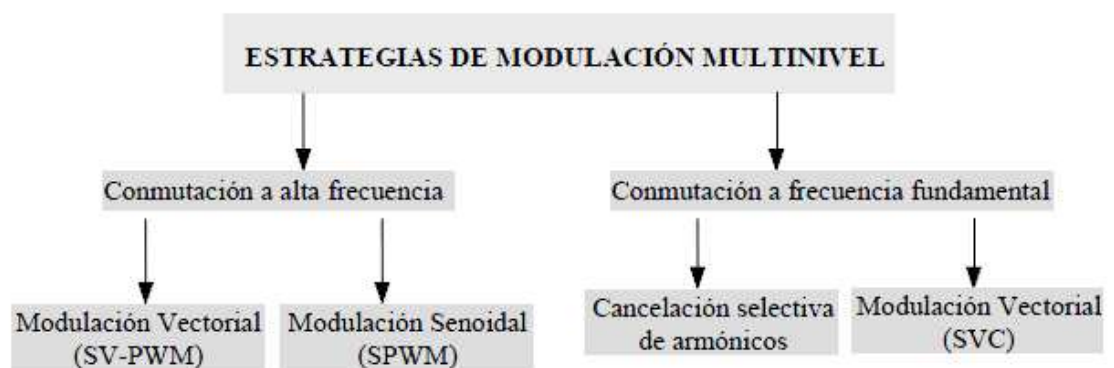


Fig. 4.3.2 Clasificación de las estrategias de modulación multinivel.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Las estrategias de modulación conmutadas a frecuencia fundamental son menos usadas, aunque en la de teoría vectorial espacial SVC es ampliamente usada en sistemas trifásicos. Sin embargo, una de las técnicas más usada es la modulación senoidal por ancho de pulso (SPWM).

4.4 Estrategias de control

Los primeros inversores fotovoltaicos conectados a la red fueron inversores conmutados por red, con la etapa de conexión a la red realizada mediante tiristores con conmutación provocada por la evolución de la tensión de red. Este tipo de inversores operan normalmente con un factor de potencia bajo (0,6 y 0,7), un alto nivel de distorsión armónica de la corriente de salida, una mala calidad de la potencia y presentan fallos en su conmutación en el momento en que aparece un fallo de red. Pero, por el contrario, esta topología es robusta, eficiente y barata.

Debido al desarrollo rápido en los semiconductores de potencia, los tiristores han sido substituidos por Mosfets, IGBTs y los inversores centralizados conmutados por red han sido remplazados por inversores autoconmutados en un rango de potencia superior a 2KW.

Los inversores de conmutación forzada o autoconmutados. Son para sistemas PV aislados. Permiten generar CA mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzados por el sistema de control. Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por ancho de pulsos (PWM/ Pulse Width Modulation), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos. Con los inversores tipo PWM se consiguen rendimientos por encima del 90%, incluso con bajos niveles de carga.

Este tipo de inversores pueden ser conectados a la red ya que pueden sincronizar su tensión alterna con la tensión de la red eléctrica, de manera que inyectan cualquier nivel de corriente a la red, siempre que no superen su potencia nominal. Son inversores seguros.

Los inversores autoconmutados utilizan generalmente el control PWM y una frecuencia de conmutación alta (de 1kHz a 20kHz) dependiendo del dispositivo utilizado, por lo que la señal de salida suele ser perfectamente sinusoidal. Este concepto es robusto, eficaz y su



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

tecnología no cara, permitiendo asegurar una fiabilidad alta y un precio bajo por watio generado.

Los únicos inconvenientes de este tipo de inversores son: *El precio*, ya que son más caros que los inversores con control mediante tiristores; la *máxima potencia* se ve limitada debido a la frecuencia de conmutación, puesto que en la conmutación existen pérdidas y estas deben de ser controladas y por último *el rendimiento* de los inversores autoconmutados, el cual se ve mermado por las altas frecuencias y las pérdidas por conmutación.

La reducción de los armónicos y el mejor factor de potencia son los principales motivos de interés de las nuevas topologías del inversor y el diseño de sistemas para responder a las nuevas normas que cubren la calidad de la potencia.

4.4.1 Modos de conmutación del inversor

En aplicaciones fotovoltaicas, los inversores utilizados pueden funcionar como fuente de corriente (CSI) o de tensión (VSI) en el caso de inversores autoconmutados, mientras en el caso de inversores conmutados por red solo como fuente de corriente, Figura 4.4.

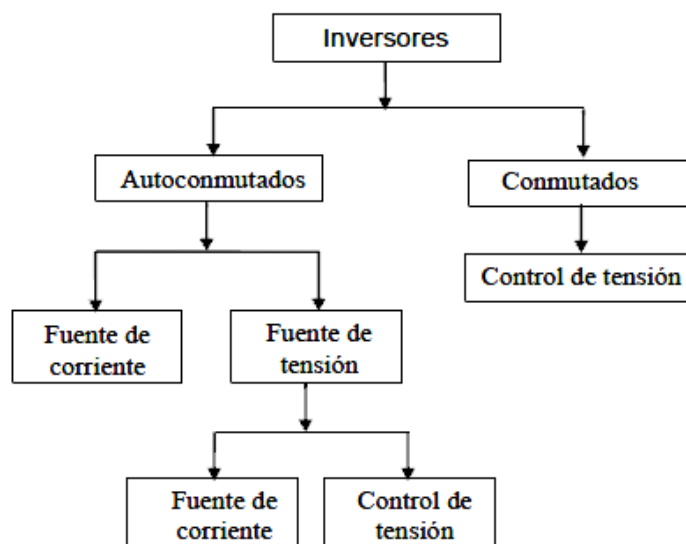


Fig. 4.4 Clasificación de inversores.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

El inversor conmutado usa un dispositivo para cambiar de un estado a otro. Normalmente el dispositivo empleado suele ser un tiristor capaz por sí mismo de saber cuándo ha de encenderse pero que no lo es de apagarse por sí solo. Para lograr que el tiristor se apague, hay que reducir la corriente que circula por el circuito a cero, y para ello se necesita algún elemento externo por ejemplo una fuente o con la ayuda de un circuito que haga dicha corriente nula. A diferencia del inversor conmutado, el inversor autoconmutado utiliza como interruptor un dispositivo capaz de encenderse o apagarse por sí mismo sin necesidad de ningún otro circuito o elemento adicional. Los dispositivos más comunes son los IGBTs y los MOSFETs.

Este tipo de inversores tienen la característica de poder controlar libremente tanto la tensión como la forma de onda de la corriente en el lado de alterna (CA). Además puede ajustar el factor de potencia y suprimir los armónicos de corriente y es muy resistente a las distorsiones provocadas por la utilización del sistema. Actualmente este tipo de inversores son los más usados debido al gran desarrollo que ha tenido en los últimos años toda la parte de interruptores controlados y a su fiabilidad.

Los inversores autoconmutados pueden ser de tipo corriente o de tipo tensión. El de tipo tensión es un sistema en el cual el lado de CC es una fuente de tensión y la forma de onda de la tensión es de amplitud constante y ancho variable y puede ser obtenida en el lado de CA. Mientras que el tipo corriente es un sistema en el que en el lado de CC hay una fuente de corriente con forma de onda de la corriente de amplitud constante y ancho variable que puede ser obtenida en el lado de CA. En el caso de la generación de potencia fotovoltaica, la salida del lado de CC del módulo fotovoltaico es una fuente de tensión, por lo tanto el tipo de inversor utilizado es de tensión. El inversor de tipo tensión puede ser utilizado con fuente tanto de corriente como de tensión, si es visto desde el lado de CA únicamente cambiando el sistema de control del inversor. Cuando el control está seleccionado para utilizarlo como fuente de tensión, el valor de la tensión a la salida es usado como un valor de referencia y el control es efectuado para obtener la forma de onda de la tensión correspondiente al valor de referencia. Se utiliza el control mediante una PWM para controlar la forma de onda de la salida. Este sistema determina la frecuencia de conmutación o cambio, comparando la forma de la onda sinusoidal de la salida con la forma de onda triangular de alta frecuencia, que sigue a un tren de pulsos de amplitud constante y con diferente anchura. Una de las mayores y más importantes ventajas de este sistema es que se puede obtener una onda con una menor cantidad de armónicos.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Sin embargo, cuando el control es realizado mediante fuente de corriente, la forma de onda de corriente instantánea que debe de haber en la salida es fijada como el valor de referencia. El dispositivo que actúa a modo de interruptor es cerrado y abierto de tal forma que la corriente a la salida coincida con la corriente de referencia dentro de unos márgenes de tolerancia.

4.5 Control por tensión y control por corriente

A continuación se van a mostrar algunas de las diferencias existentes entre el control por corriente y el control por tensión del inversor.

Para el caso de un sistema fotovoltaico aislado sin conexión a la red eléctrica el control que debe ser usado es el de tensión. Sin embargo, tanto el control por tensión como el control por corriente pueden ser usados con inversores que estén conectados a la red. El más utilizado de los dos para aplicaciones fotovoltaicas es el inversor autoconmutado de control por corriente debido a que se puede obtener un alto factor de potencia con un circuito de control sencillo y además es posible suprimir el transitorio de corriente cuando hay algún tipo de distorsión o ruido como, por ejemplo, cambios de tensión acaecidos en el sistema de potencia. Sin embargo, los inversores autoconmutados se pueden conectar a la red ya que pueden sincronizar su tensión alterna de salida con la tensión de la red eléctrica, de manera que inyectan cualquier nivel de corriente a la red. La regulación de tensión se realiza mediante modulación del ancho del pulso PWM, aumentado el ancho de los pulsos que disparan los interruptores de potencia en el caso de que la tensión a la salida disminuya y viceversa. Son inversores que conmutan a alta frecuencia y pueden generar la señal de corriente en fase con la señal de la tensión de la red corrigiendo el factor de potencia.

Un inversor en fuente de tensión VSI puede operar en modo de control de corriente si se le dota un lazo de regulación de la corriente y viceversa. Un inversor en fuente de corriente CSI puede operar en modo de control de tensión si se le añade un lazo de regulación de tensión.

Dentro de las técnicas de modulación de inversores VSI, se puede distinguir dos tipos de control:

- *El control escalar de inversores VSI:* En este tipo de control se actúa modificando el valor de una magnitud eléctrica a señal de referencia, que determina las señales de disparo de los interruptores.
- *El control vectorial de inversores VSI:* En este tipo de control se actúa modificando la amplitud y la fase de una referencia, que se denomina vector de referencia, a partir del cual se determinarán las señales de disparo de los interruptores controlados que permiten obtener la señal deseada a la salida.

4.5.1 Convertidores de fuente de tensión

Los VSC's (Voltage Source Converter), Figura. 4.5, se pueden comportar como rectificadores (VSR.- rectificadores de fuente de tensión) o como inversores (VSI.- inversores de fuente de tensión) en función del sentido que tenga la transferencia de energía, por tanto, se trata de una estructura completamente bidireccional. Cuando están conectados a la red eléctrica y funcionan como circuitos regenerativos reciben el nombre de rectificadores PWM, rectificadores activos, rectificadores boost, etc.

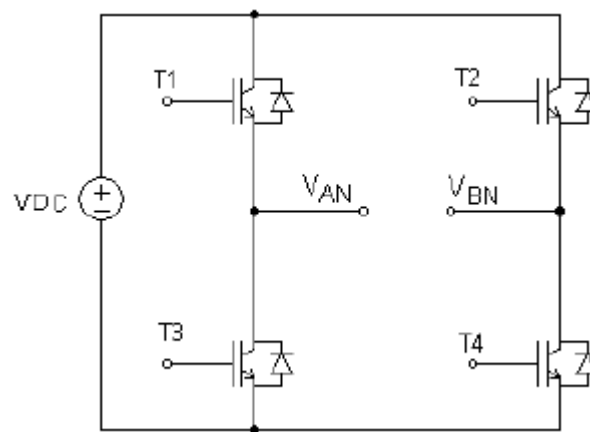


Fig. 4.5 Inversor monofásico.

Si el VSC conectado a la red eléctrica trabaja como rectificador, es la red eléctrica la que entrega energía al convertidor, mientras que si trabaja como inversor (también se denomina modo regenerativo) es el convertidor el que entrega energía a la red eléctrica.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Esta estructura tiene numerosas ventajas frente a los rectificadores no controlados o controlados basados en diodos rectificadores o tiristores. Así, los rectificadores activos están ganando cada vez más interés para aplicaciones de distribución y transmisión de energía eléctrica, y de interface entre la red eléctrica y máquinas de corriente alterna de alta potencia, debido al aumento en los requerimientos de reducción de armónicos de la corriente de línea, alta eficiencia, posibilidad de regeneración, etc. Algunos de los inconvenientes de los rectificadores controlados o no controlados frente a los rectificadores activos son:

- Inyección de armónicos en las corrientes de la red, distorsión de las formas de onda de la tensión y otros efectos negativos que se inducen en equipos cercanos y en la red de distribución eléctrica.
- Factor de potencia reducido, lo que aumenta significativamente el rango de la potencia aparente y consecuentemente el consumo eléctrico y el coste.
- Uso de bobinas pesadas y grandes en el lado de la red eléctrica, y grandes condensadores en el lado CC, lo cual en ocasiones no está permitido por limitaciones de peso o coste.

Los rectificadores activos resuelven los problemas previamente comentados a través del uso de transistores (MOSFET's, IGBT's, IGCT's, etc.) excitados por un generador de PWM en sustitución de tiristores o diodos rectificadores. Éstos tienen como ventajas, menor rizado del bus-CC con condensadores menores, control del flujo de potencias entre la red eléctrica y el convertidor, reducción de la distorsión armónica de la corriente de la red eléctrica, desplazamiento del factor potencia (DPF) controlable, etc. El control del flujo de la potencia activa permite realizar funciones de regeneración, y por otro lado el control del flujo de la potencia reactiva permite fijar el desplazamiento del factor de potencia y si es necesario, dependiendo de la aplicación del VSC, compensar potencia reactiva.

Debido a estas ventajas y al aumento en los requerimientos de reducción de armónicos de la corriente de línea, alta eficiencia, posibilidad de regeneración, etc., el uso de los rectificadores activos cada vez se está extendiendo más en aplicaciones de distribución y transmisión de energía eléctrica, de interfaz entre la red eléctrica y máquinas de corriente alterna de alta potencia, de interfaz entre la red eléctrica y sistemas de energía renovables, etc.

El VSC (Figura 4.5.1) trabaja como etapa interfaz con la red eléctrica, principalmente para obtener una baja distorsión armónica de la corriente CA (I_{red}) y un desplazamiento de

fase controlable en la tensión de salida del convertidor con respecto a la tensión de red (V_{red}). Desde el punto de vista del balance de potencia, esto significa que el armónico fundamental de las potencias activa y reactiva debería ser controlado y los otros armónicos de las potencias activa y reactiva deberían ser cero. Además el VSC usado como rectificador activo trabaja también como etapa interfaz con la carga CC. Así, el VSC debe ser controlado para tener una componente CC controlable de la tensión del bus-CC, V_{dc} , y los otros armónicos cerca de cero, independientemente de que la carga CC sea lineal, no lineal, pasiva o activa.

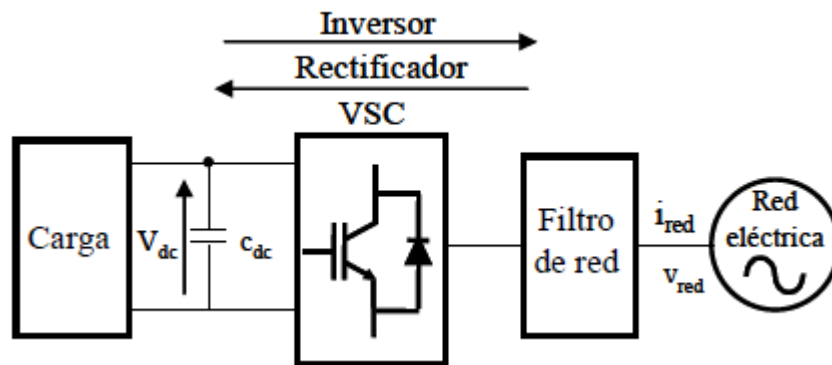


Fig. 4.5.1 VSC usado como Inversor y rectificador.

4.6 Filtros para la conexión a Red

[[25]- Søren Bækthøj Kjær]. Un filtro está conectado entre los MOSFETs y la red. El filtro tiene tres tareas básicas: Convertir la tensión generada por los MOSFETs en una corriente, reducir el ruido de la conmutación de alta frecuencia, y proteger a los MOSFETs de los transitorios.

La selección del filtro de línea es importante porque afecta al comportamiento dinámico del sistema, al coste de éste y a la calidad de la energía que se entrega a la red eléctrica. El objetivo es que con el menor coste posible se obtenga una determinada atenuación a la frecuencia de conmutación o a una frecuencia concreta en función de la normativa que se aplique. La opción más sencilla desde el punto de vista del montaje del convertidor y diseño del controlador es emplear un filtro L (Figura. 4.5), pero para obtener una corriente de línea sinusoidal a frecuencias de conmutación relativamente bajas, el coste es muy elevado. Por esta razón se propone el empleo de filtros LC o LCL, los cuales presentan muy altas atenuaciones para los armónicos debidos a la PWM, incluso para frecuencias de

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

conmutación moderadas (por debajo aproximadamente de 2,5kHz), y con costes más bajos. El filtro LC es el más sencillo y consiste en una inductancia serie y un condensador paralelo. Este filtro tiene el inconveniente en que atenúa también la frecuencia fundamental: en la bobina serie se pierde tensión de la componente fundamental y por el condensador paralelo circula corriente correspondiente a dicha componente.

Los criterios para diseñar los componentes del filtro se encuentran en diferentes normativas IEC, IEEE, etc.

Los filtros seleccionados suelen ser de tipo *LCL* debido a sus innatas ventajas. Además este, existen otros dos tipos de filtros, los de tipo *L* y los de tipo *LC*. Los tres modelos se ven reflejados en la Figura 4.6 a continuación. El filtro de tipo *L* tiene un gran rendimiento respecto a la conversión de Tensión-corriente, pero el amortiguamiento del ruido en alta frecuencia es bastante bajo. Además, el filtro *LC* muestra un buen rendimiento en cuanto a la conversión de tensión-corriente y amortiguamiento del ruido, si la impedancia de red es alta comparada a $\frac{1}{2} \cdot \pi \cdot f \cdot C_{red}$. Por otro lado, el condensador del filtro puede estar expuesto a los armónicos de la red, lo cual significaría grandes valores de corriente.

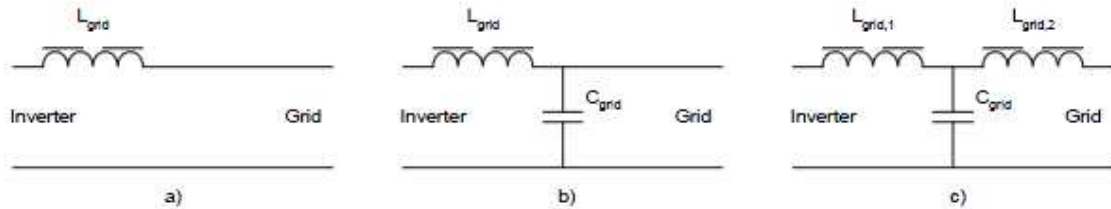


Fig.4.6 Los tres diferentes tipos de filtros de conexión a red. a) Filtro L; b) Filtro LC; y c) Filtro LCL.. [[25]- Søren Bækthøj Kjær]

El filtro *LCL* comparte las mismas buenas propiedades que los filtros *L* y *LC*. Por otra parte, el amortiguamiento del ruido en altas frecuencias es mejor debido a la inductancia extra, y por lo tanto el condensador no se ve expuesto a la tensión de distorsión de la línea. La función de transferencia para el filtro *LCL* es (desde la tensión del inversor hasta la corriente de red, asumiendo que el valor de la tensión de red es cero, al igual que la impedancia de red):



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

$$\frac{i_{red}(s)}{u_{inv}(s)}|_{u_{red}=0} = \frac{1}{Z_{red,2} + Z_{red,1} \cdot (1 + \frac{Z_{red,2}}{Z_0})}$$

(4.2)

$$Z_{red,1} = s \cdot L_{red,1} + r_{Lred,1}$$

(4.3)

$$Z_{red,2} = s \cdot L_{red,2} + r_{Lred,2}$$

(4.4)

$$Z_0 = \frac{1}{s \cdot C_{red}} + r_{Cred}$$

(4.5)

Donde $r_{Lred,1}$ y $r_{Lred,2}$ son las resistencias (devanados) internas de las dos bobinas (inductores), y r_{Cred} es la resistencia incluida en el condensador. Las resistencias en paralelo y las bobinas en serie, etc., en el condensador y la capacitancia en paralelo, etc., en las bobinas (inductores) no están incluidos, desde que se cree que tienen una baja influencia en el lapso de frecuencia interesada. La respuesta de frecuencia de los filtros L y LCL se demuestran en la Figura 4.6.1.

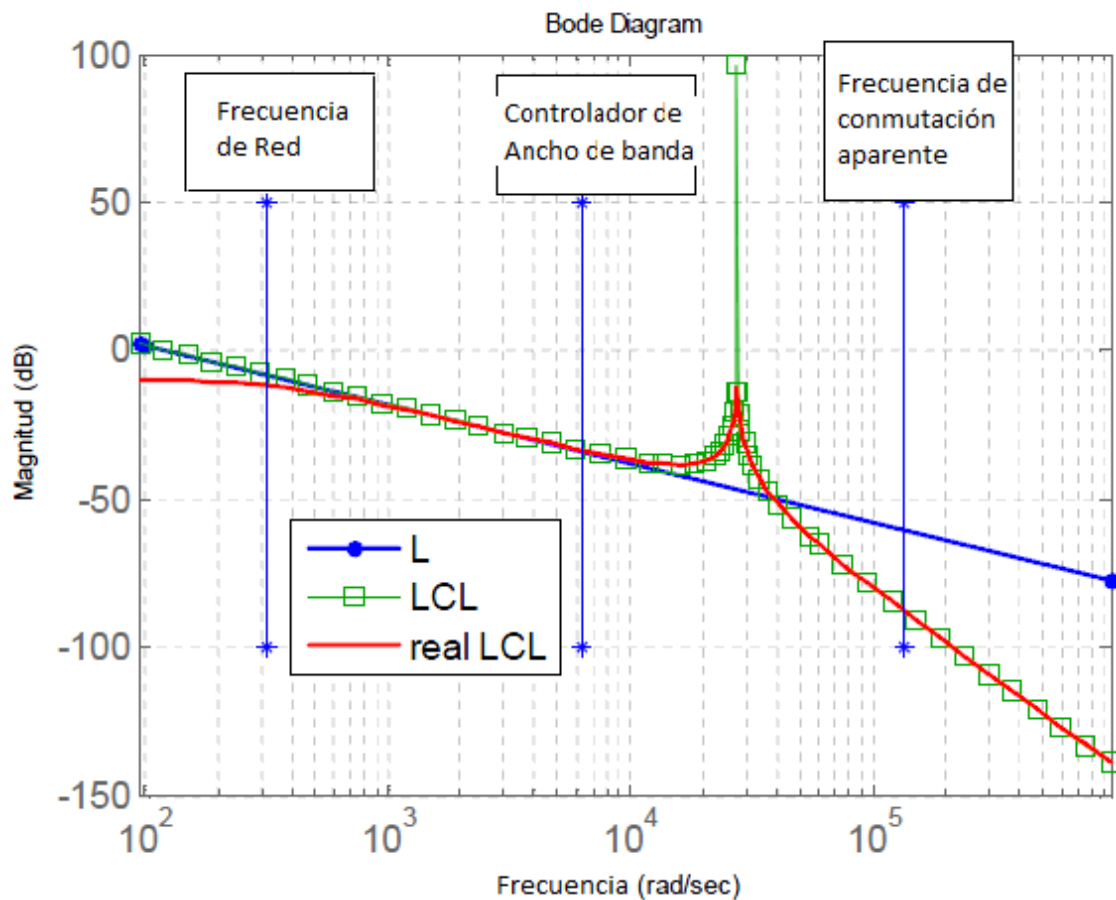


Fig. 4.6.1 Magnitud de las tres funciones de transferencia: Filtro L , filtro ideal LCL , y filtro LCL con los componentes parásitos, pero sin amortiguamiento adicional. La frecuencia de red es de 50 Hz, el ancho de banda del controlador se ha seleccionado a 1 kHz, y la frecuencia de conmutación aparente es de 21,4 kHz. La frecuencia de resonancia se calculó a un valor de 4,63 kHz.

El filtro LCL es inherentemente inestable (Figura 4.6.1 a)). Esto se ve en el pico en la función de transferencia alrededor de la frecuencia de resonancia, y se debe colocar algún tipo de amortiguamiento para que el filtro sea más estable. Esto se puede realizar de distintas formas, como se puede ver en la Figura 4.6.2, también introduciendo una resistencia de amortiguamiento en serie con el condensador del filtro, Figura 4.6.2 a); o introduciendo una resistencia de amortiguamiento en paralelo con la bobina conectada a la red, Figura 4.6.2 b). Sin embargo, ambas soluciones dan un bajo amortiguamiento de la conmutación de los armónicos en alta frecuencia, debido a un reducido orden en el filtro (de -60 dB/dec. a -40 dB/dec.). La tercera solución, es la de introducir un circuito de amortiguamiento, compuesto de una resistencia y un condensador en serie, y este a su vez en paralelo con el condensador de filtro, Figura 4.6.2 c), pero también cabe decir que esta solución es más cara, ya que necesita un condensador extra, el cual debe de tener un tamaño mayor al del condensador de

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

red ($C_d > C_{red}$). Una solución definitiva sería el uso de algún tipo de componente activo de amortiguamiento en el control de corriente. [[25]- “*Design and Control of an Inverter for Photovoltaic Applications*”. Søren Bækthøj Kjær]

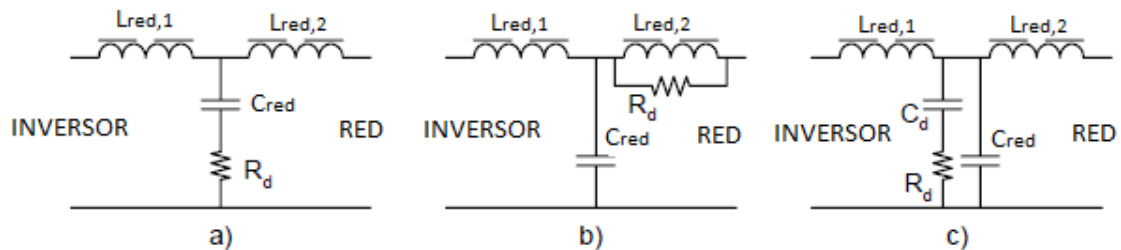


Fig. 4.6.2 Amortiguamiento pasivo del filtro LCL. **a)** Resistencia en serie con el condensador de filtro; **b)** Resistencia en paralelo con la bobina de conexión a red; **c)** Circuito de amortiguamiento RC en paralelo con el condensador de filtro.

La Figura. 4.6.3, muestra un circuito simplificado, cuando el filtro de conexión a la red es un filtro L, donde:

- L y R son, respectivamente, la inductancia y resistencia de la bobina representada en la Figura 4.6.4. En el caso de que exista un transformador en el acoplamiento, los parámetros L y R incluyen la resistencia y la inductancia de cortocircuito del mismo. Del mismo modo, en estas impedancias se han de incluir la resistencia e inductancia interna de la red cuando ésta no pueda considerarse de potencia infinita.

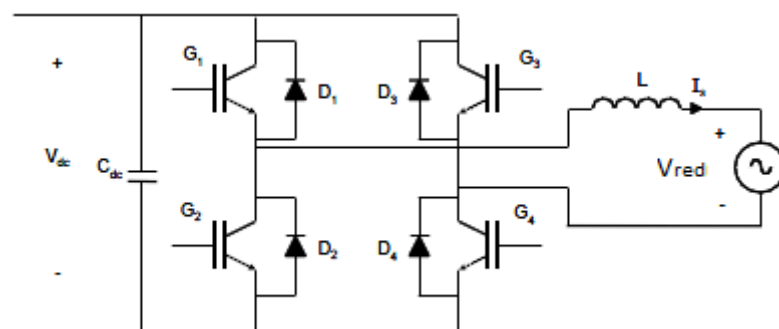


Fig. 4.6.3 Inversor monofásico conectado a la red.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

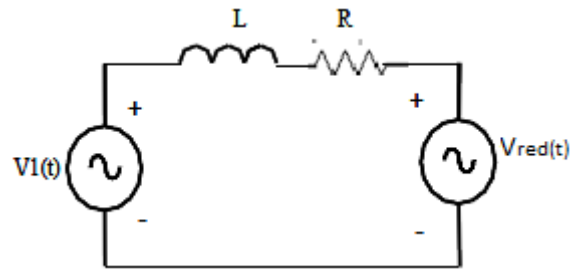


Fig. 4.6.4 Circuito equivalente de un filtro L , con el efecto de R .

La Figura. 4.6.5, representa el diagrama fasorial del circuito de la Figura. 4.6.4, sin incluir e incluyendo el efecto de R , respectivamente. El significado de los distintos parámetros es:

- V_{red} es el valor eficaz de la tensión de la red.
- V_{1con} es el valor eficaz del primer armónico de la tensión de salida del VSC.
- I_1 es el valor eficaz del primer armónico de la corriente de salida del VSC.
- ϕ es el desfase entre la tensión de red y la corriente de salida del VSC.
- δ es el desfase entre V_{1con} y V_{red} .
- X_L es la inductancia de la bobina a la frecuencia de la red eléctrica.

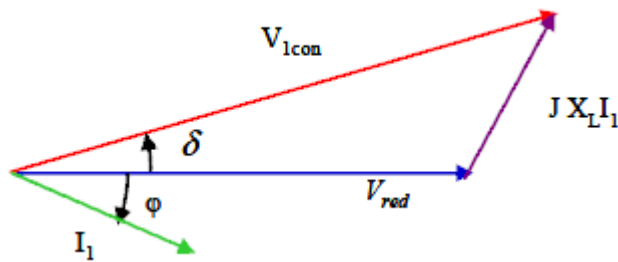


Fig. 4.6.5 Diagrama fasorial del circuito despreciando el efecto de R .

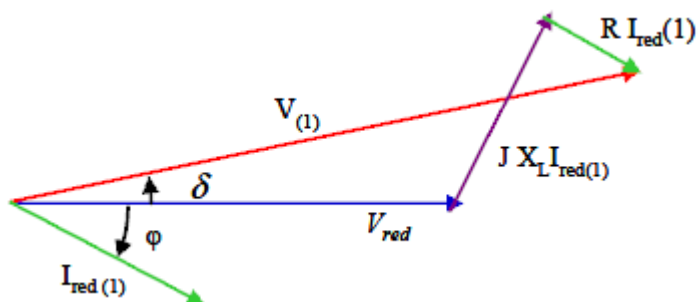


Fig. 4.6.6 Diagrama fasorial incluyendo el efecto de R .



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

En ocasiones, por simplicidad se desprecia R , considerando únicamente la reactancia de conexión. No obstante, tal aproximación no supone una manera en la validez de los resultados que se obtengan, ya que típicamente la resistencia de los elementos de conexión es un orden de magnitud inferior a la de la reactancia de conexión.

Para los sentidos de las tensiones y corrientes representados en la Figura 4.6.5, en función del valor de la potencia activa en la red eléctrica, el VSC se comporta como se muestra en la Tabla 4.

También es posible controlar la potencia reactiva de tal forma que el circuito se comporte como inductivo o como capacitivo, o incluso presente un $FP = 1$. Esta capacidad de control de las potencias activa y reactiva supone una ventaja muy importante de los VSC's respecto, por ejemplo, a los rectificadores no controlados.

P(W) en la red	VSC	Red
Positiva	Inversor	Absorbe energía
Negativa	Rectificador Controlado	Entrega energía

Tabla 4. Modos de funcionamiento del VSC en función del sentido de la potencia en la red eléctrica.

Las potencias activa y reactiva en la red eléctrica, despreciando el efecto de la resistencia del filtro, toman los siguientes valores respectivamente.

$$\vec{S} = P + jQ = \frac{V_{red} \cdot V_{1con}}{X_L} \sin(\delta) + \frac{V_{red}}{X_L} (V_{1con} \cos(\delta) - V_{red})$$

(4.6)

Donde S , P y Q son las potencias aparente, activa y reactiva de la red eléctrica, respectivamente. Si no se desprecia la caída de tensión en la resistencia de fase, entonces las potencias activa y reactiva toman el valor:

$$P = \left[-V_{red}^2 \frac{R}{Z^2} + V_{red} \cdot V_{1con} \left(\frac{X_L}{Z^2} \sin(\delta) + \frac{R}{Z^2} \cos(\delta) \right) \right]$$

(4.7)



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

$$Q = \left[-V_{red}^2 \frac{X_L}{Z^2} + V_{red} \cdot V_{1con} \left(\frac{X_L}{Z^2} \cos(\delta) + \frac{R}{Z^2} \sin(\delta) \right) \right]$$

(4.8)

Donde $Z = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}$. Por otro lado, si en vez de conectar el VSC a la red eléctrica mediante un filtro L se conecta mediante un filtro LCL, entonces las expresiones de las potencias activa y reactiva, despreciando la caída de tensión en las resistencias del filtro,

$$P = V_{red} \frac{V_{1con} \sin(\delta)}{X_{L1} + X_{L2} - \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_C}}$$

(4.9)

$$Q = V_{red} \frac{V_{1con} \cos(\delta) - V_{red} \left(1 - \frac{X_{L1}}{X_C} \right)}{X_{L1} + X_{L2} - \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_C}}$$

(4.10)

Otro factor importante a tener en cuenta es la frecuencia de resonancia, el cual va directamente relacionado con la frecuencia de conmutación. Así, la frecuencia de resonancia de un filtro LCL debe de ser menor de la mitad de la frecuencia de conmutación aparente, por ejemplo, $\omega_{res} \leq 2 \cdot \pi \cdot f_{sw}$ para conmutación unipolar. Por lo que la frecuencia de resonancia viene dada por:

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_{red,1} + L_{red,2}}{C_{red} \cdot L_{red,1} \cdot L_{red,2}}}$$

(4.11)

$$\omega_{res} = 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{f_{CTRL} \cdot 2 \cdot f_{sw}}$$

(4.12)

La frecuencia de resonancia se selecciona para que sea igual a la media geométrica del valor del ancho de banda del controlador de la corriente de red y a la frecuencia de conmutación aparente. Cuando los tamaños de las dos bobinas, y la frecuencia de resonancia

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

son conocidas, el tamaño del condensador de filtrado puede ser obtenido de la siguiente forma:

$$C_{red} \geq \frac{L_{red,1} + L_{red,2}}{\omega_{res}^2 \cdot L_{red,1} \cdot L_{red,2}}$$

(4.13)

Sin embargo, cuanto más grande sea C_{red} , más grande será la corriente reactiva extraída de la red durante el modo de inactividad. Esto no es deseable, ya que la corriente reactiva incluye pérdidas de potencia en la bobina conectada a red, debido a la resistencia del devanado.

Conclusión: De todas las posibles configuraciones de filtros, las más habituales para los inversores son las configuraciones en L , cuyo esquema general se muestra en la Figura 4.6.7; en dicha figura el filtro está compuesto por la impedancias genéricas serie Z_S y paralelo Z_P . La impedancia Z_C representa la carga a la que alimenta el inversor.

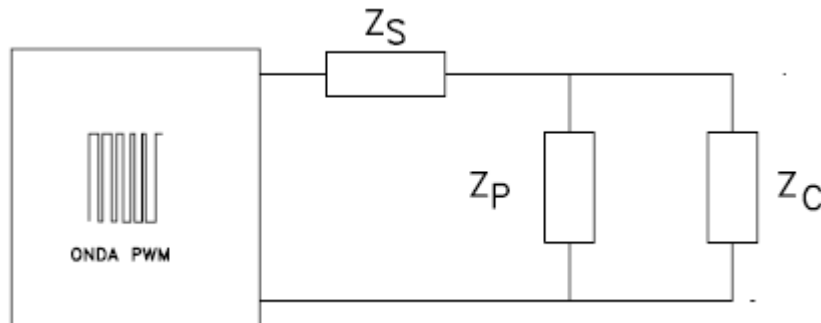


Fig. 4.6.7 Topología más habitual para el filtro de los inversores PWM, configuración en L .

[[14]- Juan Díaz González]. La forma de calcular el filtro consiste en establecer la atenuación que deseamos obtener para una determinada componente armónica, de la siguiente forma:

$$\frac{U_s}{U_e} = \frac{Z'_p}{Z'_p + Z_S}$$

(4.14)

En la que se ha denominado Z'_p a la impedancia paralelo formada por Z_C y Z_P .



4.7 Modulación por ancho de pulso PWM, para inversores en puente completo

En inversores conectados a la red eléctrica, la señal de tensión de salida será la propia señal de red en el caso de inversores conmutados por red o deberá estar sincronizada con la señal de red para inversores autoconmutados. En este tipo de sistemas la señal de la corriente inyectada deberá ser lo más sinusoidal posible.

Los inversores estáticos utilizan, para efectuar conmutación, dispositivos semiconductores de potencia, los cuales funcionan únicamente en dos modos corte (OFF) y modo conducción (ON). Por ello, la señal alterna que se obtiene a la salida es cuadrada. Una señal cuadrada puede convertirse en sinusoidal mediante filtros de potencia. El proceso de filtrado de los armónicos más cercanos al fundamental requiere voluminosos condensadores y bobinas, que reducirán el rendimiento del sistema. Por esto, un objetivo a tener cuenta al diseñar un inversor es obtener señales de salida en las cuales los armónicos que aparecen sean pequeños de valor y estén lo más lejos posible del fundamental, esto se conseguirá aumentando la frecuencia de conmutación de los semiconductores y filtrando la señal obtenida.

Una de las funciones que debe cumplir cualquier inversor es la de regular el valor de la tensión de salida. Esto se consigue básicamente:

- Regulando la tensión antes del inversor: la tensión del bus de continua
- Variando el ángulo de fase
- Mediante modulación del ancho de pulso PWM
- Regulando a la salida del inversor mediante autotransformador

En los inversores actualmente utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, la mayoría de los inversores de baja potencia utilizan el control PWM con alta frecuencia de conmutación. Por ello las ondas de salidas obtenidas son sinusoidales, alto factor de potencia y baja distorsión armónica y el inversor siempre está limitado a inyectar la potencia activa a la red sin inyección de la potencia reactiva. El control de la potencia real y la potencia activa de los sistemas fotovoltaicos es necesario para un correcto funcionamiento de sistemas de distribución de energía.

En la modulación del ancho de pulso PWM, el control de la tensión se efectúa mediante la variación del ancho de varios pulsos. En un inversor monofásico se obtienen las

señales de control mediante la comparación de una señal sinusoidal que actúa como señal de referencia (V_{ref}), con amplitud V_{ref} y frecuencia f_{ref} , y una señal triangular (V_{tri}) con amplitud V_{tri} y frecuencia f_{tri} , que mantiene siempre su amplitud. El resultado de esta comparación activará el circuito de excitación del inversor. La frecuencia de la tensión de salida es siempre constante y determina la frecuencia de la tensión de salida y la frecuencia de la señal triangular determina el número de pulsos en cada semiciclo.

Si ahora planteamos una referencia de tipo senoidal, cuya frecuencia sea notablemente menor que la de la triangular –portadora-, la tensión que obtendremos, una vez filtrada la onda modulada, será también senoidal, con mayor o menor contenido en armónicos de alta frecuencia; en la Figura 4.7 se puede observar un ejemplo de una onda PWM con referencia senoidal y su espectro en frecuencia.

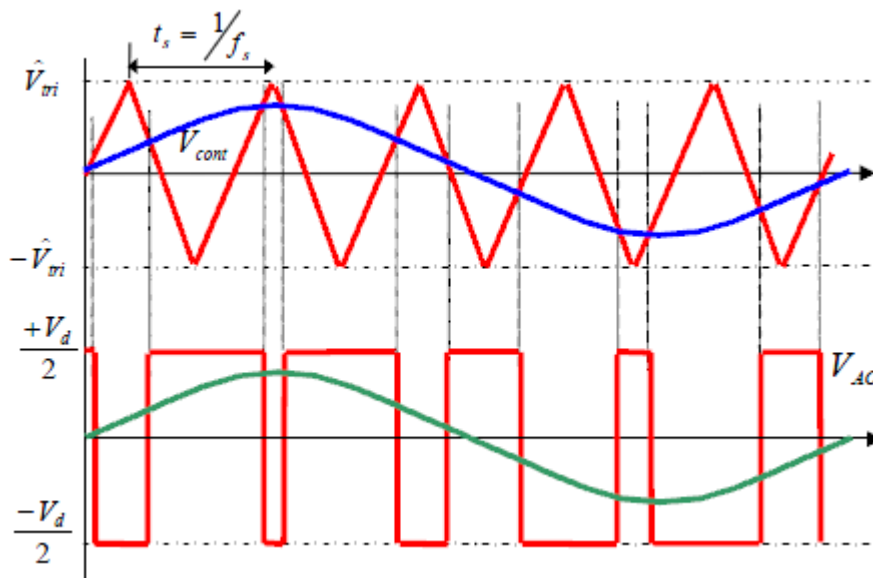


Fig. 4.7 Forma de onda y aspecto de una señal PWM con referencia senoidal.

$$\text{Si } V_{\text{control}} > V_{\text{tri}} \rightarrow T_A + (\text{ON}) \rightarrow V_{AO} = +\frac{1}{2} V_d$$

$$\text{Si } V_{\text{control}} < V_{\text{tri}} \rightarrow T_A - (\text{ON}) \rightarrow V_{AO} = -\frac{1}{2} V_d$$

- $f_s = 1/t_s$: **Frecuencia de modulación** (frecuencia de la onda triangular que será constante).
- f_1 : **Frecuencia de la señal de control** (puede ser variable).
- V_{cont} : **Máximo de la señal de control**.
- V_{tri} : **Máximo de la señal triangular** (constante).



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

- $m_a = \frac{V_{cont}}{V_{tri}}$: **Índice de modulación** (podría ser >1)
- $m_f = \frac{f_s}{f_1}$ **Relación de frecuencias.**

Por tanto, para obtener una forma de onda senoidal basta con aplicar la forma de onda resultante de la comparación de una onda triangular con una senoidal y filtrar adecuadamente. Para el caso de los inversores de potencia, se aprovecha la señal resultante de dicha comparación para excitar los transistores que forman la topología, de forma que en los instantes en que la señal resultante de la comparación está en estado alto, el interruptor T_A + está cerrado, y cuando esta es negativa, es T_A - el que está saturado. De esta forma, se obtiene una tensión con el aspecto indicado en las figuras anteriores a partir de la tensión continua de entrada:

Como se puede observar, los interruptores nunca están simultáneamente en estado saturado.

Con el objeto de realizar un estudio de la manera más global posible, normalizaremos los valores de las frecuencias y de las amplitudes de las señales que intervienen.

Existen dos índices de modulación que consideran las frecuencias y las amplitudes de la señal triangular y la de referencia.

Uno de ellos es el índice de modulación de amplitud (m_a) y se define de la siguiente manera:

$$m_a = \frac{V_{ref}}{V_{tri}}$$

Y muestra la relación entre la amplitud máxima de la onda triangular y la de la onda de referencia o de control.

El otro es el índice de modulación de frecuencia (m_f) y su definición es la siguiente:

$$m_f = \frac{f_{tri}}{f_{ref}}$$

Al igual que en el caso del índice de modulación de amplitud, este indica la relación entre las frecuencias fundamentales de ambas señales.

A partir de ambos índices podemos controlar la tensión de salida del inversor tanto en magnitud como en frecuencia. Variando el valor de m_f (por lo general, mediante la frecuencia



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

de la onda triangular), variará con él el número de conmutaciones en cada semiciclo. De igual forma, si modificamos el valor de la amplitud de la señal triangular, estaremos variando el ancho de los pulsos.

Estos dos parámetros explicados son de gran importancia a la hora de controlar la calidad en cuanto al contenido de armónicos de la onda resultante a la salida del inversor.

El valor de m_f , y por consiguiente de la frecuencia de conmutación de los interruptores del puente, puede estar limitado por las pérdidas de conmutación de los mismos. Hay que encontrar un valor óptimo, ya que un valor excesivamente reducido, puede suponer la aparición de componentes armónicas próximas al fundamental.

4.7.1 Recomendaciones para los valores de m_a y m_f

En este apartado nos centraremos en los criterios para seleccionar el valor de los parámetros normalizados m_a y m_f , tomando en cuenta los criterios expuestos anteriormente. Así, atendiendo a la etapa de filtrado que es necesario añadir, interesa trabajar con valores de m_f lo más altos posible, ya que los armónicos aparecerán a frecuencias elevadas, lo cual facilita el filtrado de las mismas; sin embargo, no se debe dejar de lado que las pérdidas en conmutación aumentan al elevar la frecuencia; si se tiene en cuenta que es preciso funcionar fuera del rango audible, la frecuencia suele elegirse o bien por encima de 20 KHz o por debajo de 6KHz (para casos de muy elevada potencia), con el objeto de evitar las frecuencias en dicho margen. Como se puede observar, existe un compromiso en la elección de este parámetro; la mayoría de los autores fijan el valor de 21 como frontera para que el valor de este parámetro pueda considerarse elevado o bajo. [[14]- “Inversores PWM”. Juan Díaz González]

- Si $m_a < 1$, la amplitud de la componente fundamental de V_{AO} se puede obtener de:

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

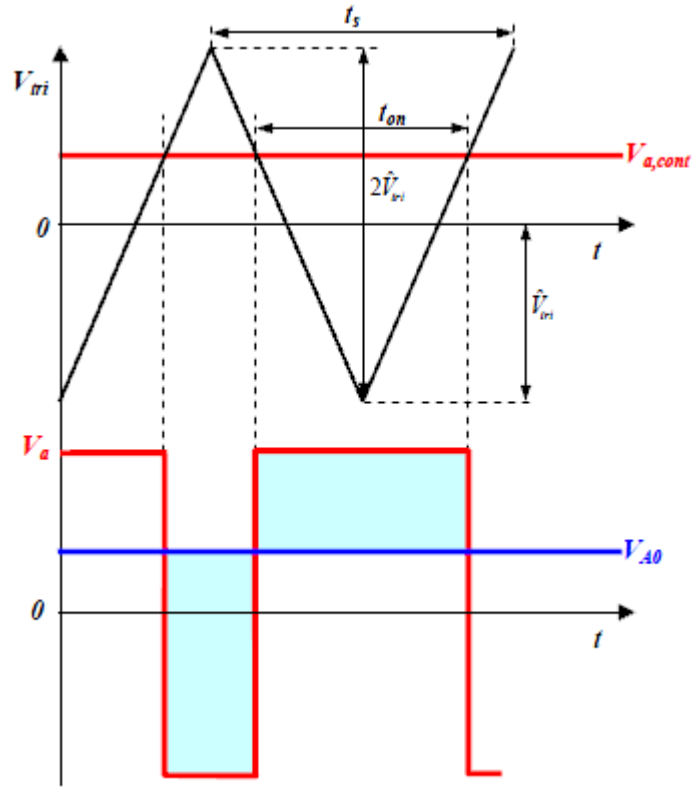


Fig.4.7.1 Amplitudes de la componente fundamental.

Si m_f es grande, durante el tiempo t_s la señal de control no variará, y el valor medio ciclo a ciclo irá coincidiendo con el valor de la senoidal $V_{a,cont}$. Por lo que la amplitud del armónico fundamental de la tensión de salida es m_a veces la mitad de la tensión de entrada.

$$\hat{V}_{AO} = m_a \left(\frac{V_d}{2} \right), \text{ para } m_a \leq 1$$

- Los armónicos de la tensión de salida aparecen como bandas laterales de la frecuencia de conmutación y sus múltiplos; este aspecto es válido para valores de $m_f > 9$, lo cual se puede tomar como cierto siempre, salvo en casos excepcionales de muy elevada potencia. Para el caso general, puede decirse que la amplitud de los distintos armónicos es prácticamente independiente del parámetro m_f , y éste sólo define la frecuencia a la que aparecen, de manera que puede expresarse la frecuencia de los distintos armónicos por la siguiente expresión:

$$f_s = (jm_f \pm k) f$$

Siendo f_s la frecuencia del armónico de orden s correspondiente a la banda lateral k para j veces el índice de modulación.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Para valores impares de j , sólo existen armónicos para valores pares del parámetro k ; para valores pares de j , sólo existen armónicos para valores impares de k .

- El parámetro m_f debe de ser un entero impar: de esta manera, se obtiene una simetría impar además de una simetría de media onda; por tanto, en la tensión de salida sólo existirán armónicos de orden impar y desaparecen los armónicos de orden par. En el desarrollo en serie de Fourier, sólo existirán los términos en seno.

Se pueden suministrar recomendaciones según el valor de este parámetro (asumiendo $m_a < 1$), tomando el criterio anterior:

- **$m_f < 21$**

- **$m_a < 1$**

1. Las señales senoidal y triangular deben de estar sincronizadas, lo cual requiere obligatoriamente que m_f sea un valor entero. La razón hay que buscarla en que para el caso de trabajar con ambas señales desincronizadas, la señal de salida tendría subarmónicos, lo cual es claramente indeseable. Por tanto, si la tensión de salida debe de modificar su frecuencia, la señal triangular debe también de cambiar.
2. Debe de ser un valor impar, tal y como se comentó anteriormente, con el objeto de aprovechar la simetría de la forma de onda.
3. Las pendientes de las señales V_{sin} y V_{tri} deben de tener polaridades opuestas y coincidentes en su paso por cero. Este aspecto es particularmente importante para el caso de valores bajos de m_i .

- **$m_f > 21$**

Las amplitudes de los subarmónicos que pueden generarse al emplear PWM asíncrono son despreciables. Por tanto, si el valor de m_f es elevado, se puede fijar la frecuencia de la señal triangular y variar la frecuencia de la señal senoidal. Sin embargo, si la carga a manejar es un motor, no debe de emplearse el modo asíncrono, ya que aunque los armónicos de baja frecuencia son de baja amplitud, pueden generarse corrientes de elevado valor y claramente indeseables.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

○ $m_a > 1$

Para el parámetro m_a , se ha considerado que es siempre menor que la unidad; si este parámetro es mayor que la unidad, estaremos en la situación denominada sobremodulación. En esta situación, si bien la amplitud del armónico fundamental se puede incrementar, se incrementan el número de armónicos en la salida y aparecen a frecuencias menores. Para este régimen de funcionamiento, se recomienda trabajar de forma síncrona. Esta situación se debe de evitar en los sistemas de alimentación ininterrumpida, para evitar al máximo posible la distorsión en la tensión de salida. Sin embargo, es habitual utilizar sobremodulación. El valor de m_a queda limitado de la siguiente forma:

$$m_a < \frac{4}{\pi}$$

Para valores mayores de este parámetro, se pierde el concepto de PWM y se degenera en un esquema de onda cuadrada.

En la tabla 4.1 se recogen las amplitudes normalizadas de los distintos armónicos, en función del índice de modulación m_f . Sólo están representados aquellos que tienen un valor significativo hasta $j=4$. Los armónicos aparecen en forma de bandas laterales, alrededor de:

$$m_f f_v, 2 m_f f_v, 3 m_f f_v \dots$$

h/m_a	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
Fundamental	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
m_f	1.242	1.15	1.006	0.818	0.601
$m_f \pm 2$	0.016	0.061	0.131	0.220	0.318
$m_f \pm 4$					0.018
$2m_f \pm 1$	0.190	0.326	0.370	0.314	0.181
$2m_f \pm 3$		0.024	0.071	0.139	0.212
$2m_f \pm 5$				0.013	0.033
$3m_f$	0.335	0.123	0.083	0.171	0.113
$3m_f \pm 2$	0.044	0.139	0.203	0.176	0.062
$3m_f \pm 4$		0.012	0.047	0.104	0.157
$3m_f \pm 6$				0.016	0.044
$4m_f \pm 1$	0.163	0.157	0.008	0.105	0.068
$4m_f \pm 3$	0.012	0.070	0.132	0.115	0.009
$4m_f \pm 5$			0.034	0.084	0.119
$4m_f \pm 7$				0.017	0.050

Tabla 4.1 amplitudes de los armónicos.

4.7.2 Inversor monofásico con control PWM Unipolar

En los inversores de modulación PWM Unipolar, los interruptores de las ramas no conmutan en el mismo instante de tiempo, por lo que la forma de controlar ambas ramas es independiente. La salida del inversor no será una señal sinusoidal perfecta y contendrá componentes armónicas que pueden obtenerse realizando el desarrollo en serie de Fourier de la tensión de salida. Para poder obtener una señal de salida sinusoidal de la frecuencia deseada, se realiza la comparación de dos señales:

- Una señal de control V_{ref} de tipo sinusoidal de frecuencia igual a la frecuencia de la componente armónica fundamental que se desea obtener a la salida del inversor. La señal se utiliza para variar el ancho de pulso, es decir, el ciclo de trabajo.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

- Una señal triangular V_{tri} de frecuencia superior a la sinusoidal y que es la que establecerá la frecuencia de conmutación de los semiconductores de potencia. La amplitud de la señal triangular es constante.

Cada rama del puente es controlada por separado comparando una señal triangular, V_{tri} , con una señal de control, V_{ref} y su opuesta $-V_{ref}$. Las señales V_{tri} y V_{ref} se muestran en la Figura 4.7.2.

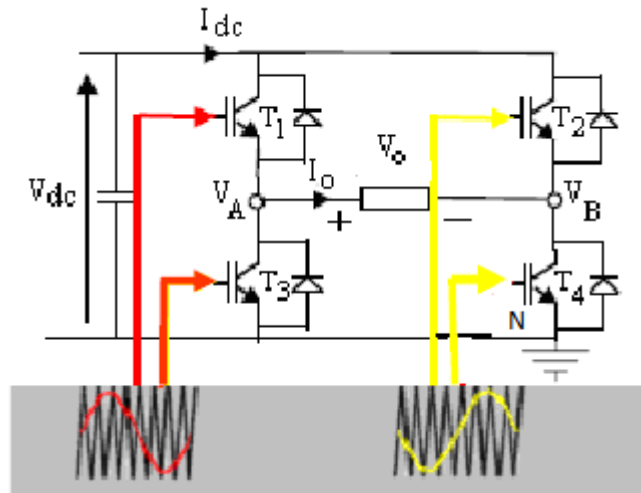


Fig. 4.7.2 Inversor monofásico con control PWM Unipolar.

$$V_{ref} > V_{tri}: T_1 ON; V_{AN} = V_{dc}$$

Y además,

$$V_{ref} < V_{tri}: T_3 ON; V_{AN} = 0$$

Para la otra rama, emplearemos la siguiente comparación:

$$-V_{ref} > V_{tri}: T_2 ON; V_{BN} = V_{dc}$$

Y para el interruptor T_4 tenemos:

$$-V_{ref} < V_{tri}: T_4 ON; V_{BN} = 0$$

En la Figura 4.7.3 se puede observar la forma de onda de la tensión entre los puntos A y N y entre los puntos B y N; la tensión de salida, se puede obtener fácilmente mediante la diferencia de ambas.

$$V_{AB} = V_{AN} - V_{BN}$$

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Debido a la presencia de los diodos en antiparalelo con los interruptores, las tensiones deducidas en las ecuaciones anteriores son independientes del sentido de la corriente.

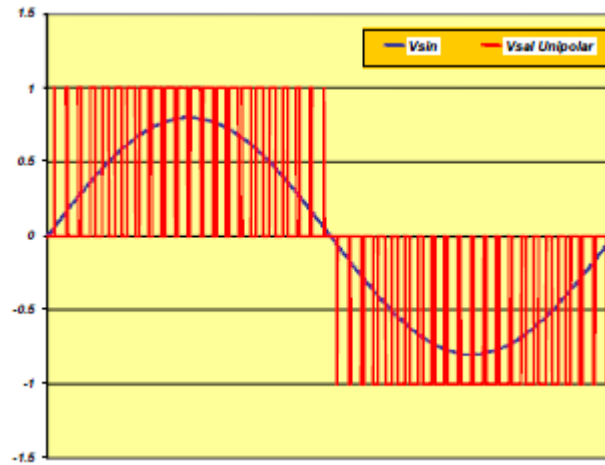


Fig.4.7.3 Inversor monofásico con control PWM Unipolar. Para $m_a=0.8$ y $m_f=22$.

Las formas de onda mostradas indican que hay cuatro combinaciones posibles de interruptores en estado de conducción. Las posibles combinaciones de interruptores en conducción y la tensión que se obtiene a la salida son:

- T_1, T_4 ON: $V_{AN} = V_{dc}$ y $V_{BN} = 0$ \rightarrow $V_0 = +V_{dc}$
- T_2, T_3 ON: $V_{AN} = 0$ y $V_{BN} = V_{dc}$ \rightarrow $V_0 = -V_{dc}$
- T_1, T_2 ON: $V_{AN} = V_{dc}$ y $V_{BN} = V_{dc}$ \rightarrow $V_0 = 0$
- T_3, T_4 ON: $V_{AN} = 0$ y $V_{BN} = 0$ \rightarrow $V_0 = 0$

En este tipo de control cuando los interruptores (IGBTs) conmutan, la tensión de la salida cambia entre $+V_{dc}$ y $-V_{dc}$. Lo que supone una ventaja ya que la frecuencia de los armónicos es doble con respecto al caso bipolar; además, la excursión de la tensión en la carga se reduce a la mitad. Además de esto:

- Desaparecen los armónicos múltiplos de la frecuencia de conmutación, permaneciendo solamente sus bandas laterales.
- Desaparece el armónico de frecuencia igual a la de conmutación, así como sus bandas laterales.

4.7.3 Inversor monofásico con control PWM Bipolar

Para conseguir que la forma de onda varíe entre V_{dc} y $-V_{dc}$ es preciso que los interruptores del puente conmuten de forma cruzada, es decir, que T_1 y T_4 estén saturados al mismo tiempo, y de igual forma para los otros dos interruptores, Figura 4.7.4. De esta forma, el control de los interruptores se realiza de la misma forma que en el caso de un medio puente; la única diferencia es que es preciso enviar la señal de mando a dos interruptores. Los estados de los de los interruptores (IGBTs) son los siguientes:

- Si $V_{control} > V_{tri} \rightarrow V_0 = +V_{dc}(T_1 \text{ y } T_4 \text{ ON})$
- Si $V_{control} < V_{tri} \rightarrow V_0 = -V_{dc}(T_2 \text{ y } T_3 \text{ ON})$

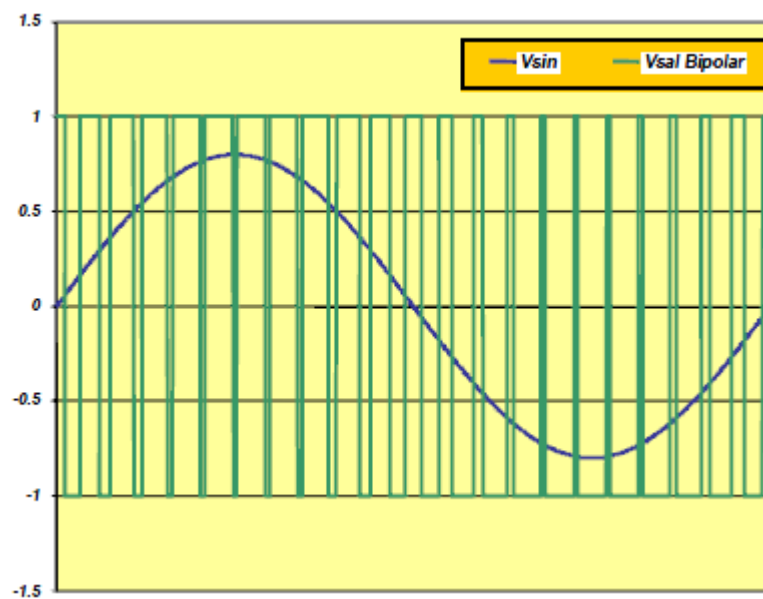
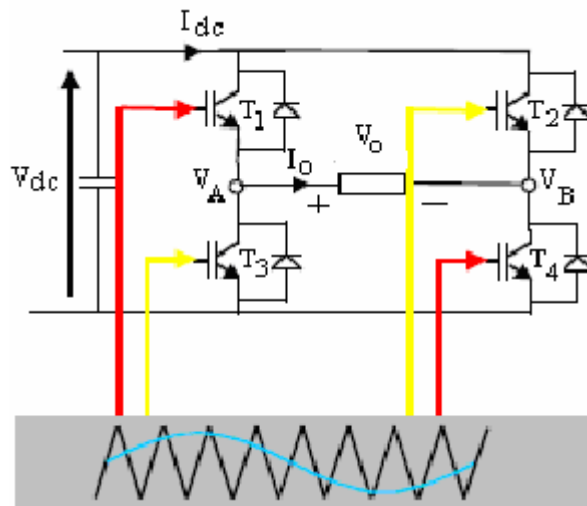


Fig. 4.7.4 Inversor monofásico con control PWM Bipolar. Para $m_a=0.8$ y $m_f=22$.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Respecto a los armónicos producidos en este tipo de modulación, se acentúan los armónicos en las cercanías de la frecuencia de la triangular y sus múltiplos (m_f , $2m_f$, $3m_f...$). Como conclusión decir que en esta modulación existe más contenido de armónicos que en el caso de la unipolar. Esto genera una ventaja considerable a la hora de escoger el método de control para el puente inversor. Para el caso de inversores fotovoltaicos el uso de un control PWM Unipolar es lo más apto.

En la figura a continuación (Figura 4.7.5) se hace una comparativa de los valores de los armónicos para los dos sistemas de control propuestos. Observando que en el caso del armónico fundamental para los dos casos es prácticamente igual. Sin embargo, para el control Unipolar los armónicos de la tensión obtenida mediante esta modulación es mucho menor que el de la señal obtenida con modulación Bipolar; además de ser menor está más alejado en la frecuencia por lo que su filtrado será más sencillo. También cabe decir que para la modulación unipolar, se escoge m_f par, ya que en este caso el primer armónico de las tensiones V_A y V_B están desfasadas 180° , con lo que se anulan los armónicos en las cercanías de la frecuencia de la triangular y sus múltiplos impares (m_f , $3m_f$, etc.). Luego la diferencia de fases $\Phi_{AB} = 180^\circ$ $m_f=0^\circ$ y por tanto desaparecen todos los armónicos pares.

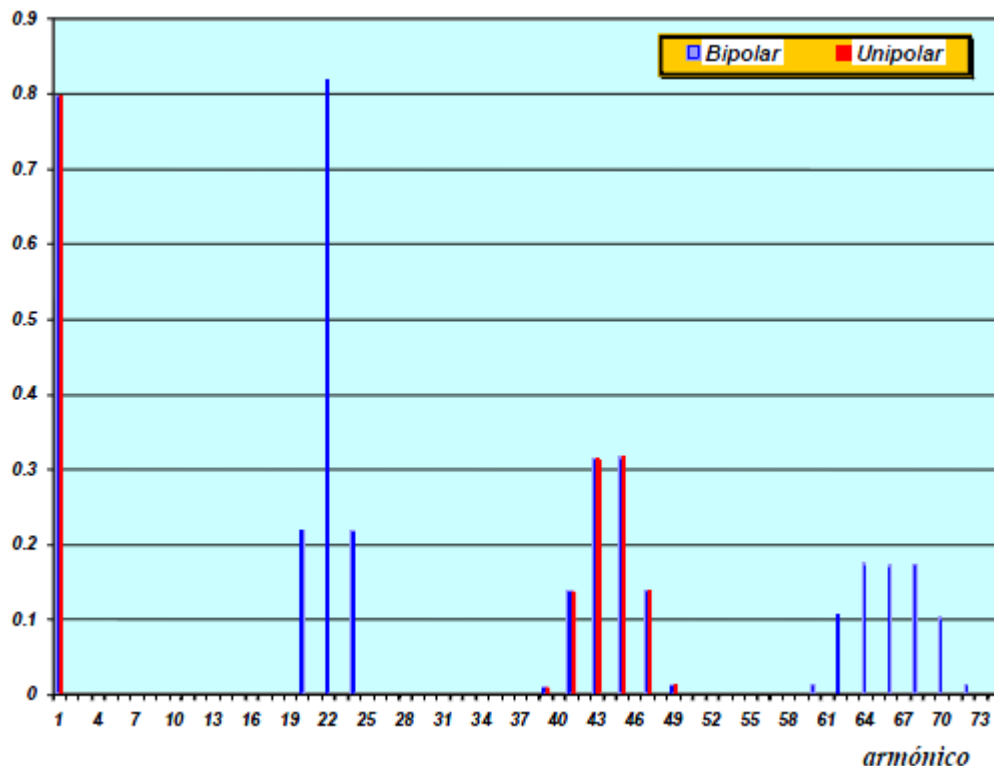


Fig. 4.7.5 Comparación entre modulación Bipolar y Unipolar en un puente monofásico. Para $m_o=0.8$ y $m_f=22$.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

4.7.4 Configuración PWM y su relación con el DAT

[[17]- D. Marco A. Luna Merino]. Con la modulación por anchura de pulsos (PWM), se puede conseguir una disminución considerable del factor DAT de la corriente suministrada a la carga. La distorsión armónica total (DAT) es un valor usado para cuantificar la propiedad no sinusoidal de una forma de onda. Dicho valor es la relación entre el valor eficaz de todos los términos correspondientes a las frecuencias distintas de la fundamental y el valor eficaz del término correspondiente a la frecuencia fundamental. Así:

$$DAT = \sqrt{\frac{\sum_{n \neq 1} I_{n,rms}^2}{I_{1,rms}^2}} \quad DAT = \sqrt{\frac{\sum_{n \neq 1} V_{n,rms}^2}{V_{1,rms}^2}}$$

(4.15)

DAT de la Intensidad

DAT de la tensión

La forma de expresar el DAT como un factor, es:

$$FD = \sqrt{\frac{1}{1 + (DAT)^2}}$$

(4.16)

A la hora de calcular la potencia entregada por el sistema se tendrá en cuenta las componentes armónicas, si estas son lo suficientemente grandes como para introducir un error considerable. Para definir la relación de potencias en sistemas electrónicos se utiliza ampliamente la expresión, Figura 4.7.6:

$$S = P + jQ \quad \cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

(4.17)

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

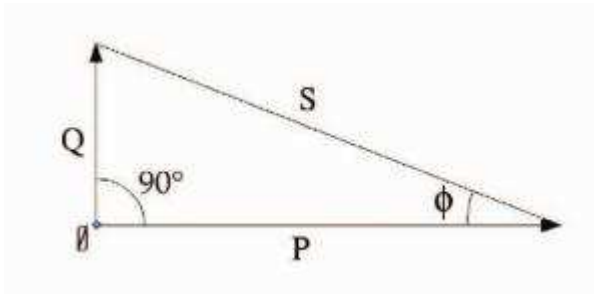


Fig. 4.7.6 Ecuación de potencias. Triángulo de Potencias.

- P = Potencia Activa: Producida por cargas resistivas.
- Q = Potencia Reactiva: Producida por cargas capacitivas e inductivas.
- S = Potencia Aparente: Es la resultante de las dos potencias anteriores.

Su representación fasorial es el triángulo de potencias y muestra que P se ubica en el eje real, mientras Q está en el imaginario, estando ambos en cuadratura.

Estos conceptos son válidos mientras el sistema sea lineal, es decir no exista distorsión armónica. Las cargas no lineales son las que generan la distorsión armónica en corriente, que al fluir por el cableado del circuito, producen la distorsión en voltaje e intensidad.

Para aquellos sistemas en los que la distorsión en voltaje es nula o mínima y la onda no fuese perfecta S no estaría únicamente compuesta por P y Q , sino que aparecería una tercera componente suma de todas las potencias que genera la distorsión. A esta componente de distorsión le llamaremos D . Y para este caso, se utiliza la pirámide de potencias, Figura 4.7.7, para considerar tanto los valores fundamentales como los armónicos.

$$S = P + jQ + D$$

(4.18)

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}}$$

(4.19)

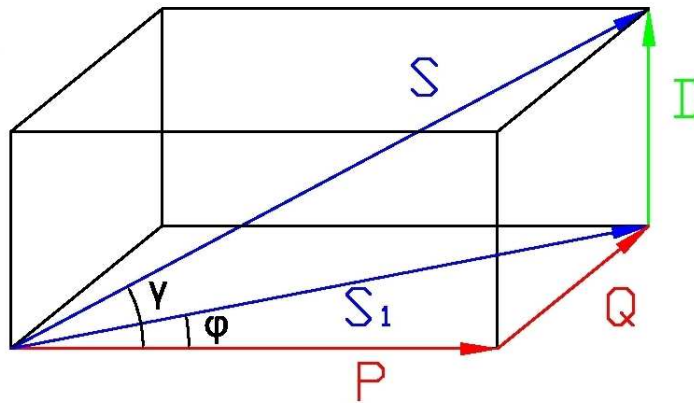


Fig. 4.7.7 Pirámide de Potencias con presencia de la distorsión D y ecuaciones.

La salida del inversor PWM, con el filtro correspondiente, conseguirá una reducción del factor DAT de manera que este puede ser despreciable para así facilitar los cálculos y diseño del inversor. La salida del puente sin filtrar tendrá un factor DAT relativamente elevado, pero los armónicos tendrán una frecuencia mucho más alta que las de la onda cuadrada haciendo más sencillo el filtrado.

En la modulación PWM, la amplitud de la tensión de salida se puede controlar por medio de las formas de onda moduladoras. Dos ventajas de esta modulación son:

- La reducción de los requerimientos del filtro para reducir los armónicos.
- El control de la amplitud de salida.

Entre las desventajas se podría decir que el circuito de control para los interruptores del puente es un poco más complejo, y que existen pérdidas de conmutación relativamente elevadas.



4.8 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

En un sistema conectado a la red es necesario extraer siempre la máxima potencia disponible en el sistema fotovoltaico, ya que estos sistemas de generación eléctrica, mediante placas fotovoltaicas, el escaso rendimiento, en torno al 15%, hace que se deba estar funcionando continuamente en el punto de máxima potencia (Maximum Power Point, MPP), en este punto se maximiza la transferencia de energía producida entre el sistema de generación solar y la instalación.

Como está indicado en las características I-V del panel fotovoltaico, la máxima potencia del panel depende del nivel de irradiación, temperatura y resistencia total, para cada uno de ellos el panel entregará una determinada potencia y en un punto, para las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, entrega la máxima potencia. Este punto recibe el nombre de MPP (Maximum Power Point). *[[20]-Linda Hassaine]*

Puesto que el rendimiento de los paneles fotovoltaicos es bajo, es necesario buscar mecanismos que incrementen la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos. Un Seguidor del Punto de Máxima Potencia será un dispositivo que nos permita maximizar la potencia que entregan los paneles fotovoltaicos, es decir, trabajar en el punto de la curva I - V donde la potencia generada es máxima, el Punto de Máxima Potencia (MPP, "Máximo Power Point").

Los Seguidores del Punto de Máxima Potencia (MPPT, "Máximo Power Point Tracker"), se suelen implementar en los reguladores de carga, lo que aumenta el coste y la complejidad del sistema. Dicha complejidad proviene que la irradiancia que recibe el panel fotovoltaico durante el transcurso de un día, varía y no se puede implementar un seguimiento uniforme. Lo mismo ocurre con la temperatura que va adquiriendo el panel a lo largo del día, lo que hace que el rendimiento del panel cambie y por lo tanto la potencia generada. Es por todo esto que es necesario realizar un análisis a tiempo real de la tensión y corriente para lograr obtener siempre la máxima potencia, a esto se denomina "seguimiento del punto de máxima potencia" (MPPT).

Actualmente existen dos modelos para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. El primero es usando un convertidor CC/CC, en el cual irá incorporado el software para el análisis del MPP, y a la salida de este se conectará el inversor fotovoltaico el cual dará salida a la red eléctrica. El segundo modelo es que el análisis del MPP se realice directamente en el mismo inversor y de este a la red eléctrica.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

4.8.1 Clasificación del punto de máxima potencia MPPT

El MPPT es un convertidor CC/CC de alta frecuencia, normalmente entorno a los 20/80 kHz. Este se encarga de tomar los valores de continua proveniente de los paneles fotovoltaicos, transformarlos a alterna (CA) a alta frecuencia, y luego convertirlos otra vez a diferentes valores de tensión y corriente continua (VC y CC), para obtener los valores necesarios demandados por los paneles y la carga (red). La ventaja de los circuitos de alta frecuencia es que pueden diseñarse con transformadores con un alto rendimiento y pequeños componentes. Aunque el uso de alta frecuencia puede tener su inconveniente, y este es la perturbación de redes de frecuencia como radio, TV, etc. Es por esto que es necesario el aislamiento y supresión del ruido que estos generan.

Actualmente la tendencia se encuentra en la utilización de inversores desprovistos de transformadores ya que estos disminuyen su rendimiento, por lo tanto, siempre que sea posible, estos inversores constan de circuitos electrónicos sin aislamiento galvánico. Esta disminución del rendimiento es un 2% superior para transformadores de baja frecuencia que para alta.

Los sistemas de seguimiento del tipo MPPT, se basan en un control de las variables eléctricas del panel (tensión y corriente), aunque también es posible controlar las variables eléctricas de salida del convertidor (tensión y corriente), debido a que están relacionadas con las del panel por medio de una variable también conocida que es el ciclo de trabajo (D). Con el conocimiento de estos datos, se define el punto de trabajo del generador, con el fin de aproximarlos, en cada instante, con el punto de máxima potencia (MPP), y así aumentar la eficiencia de todo el sistema.

El comportamiento de los paneles solares, se puede analizar a partir de la curva característica I-V y P-V, Figura 4.8 El punto de trabajo en el que opera un generador fotovoltaico, corresponde a la intersección de dicha curva con la recta de carga característica del conjunto de dispositivos conectados a su salida. *[[17]- D. Marco A. Luna Merino]*

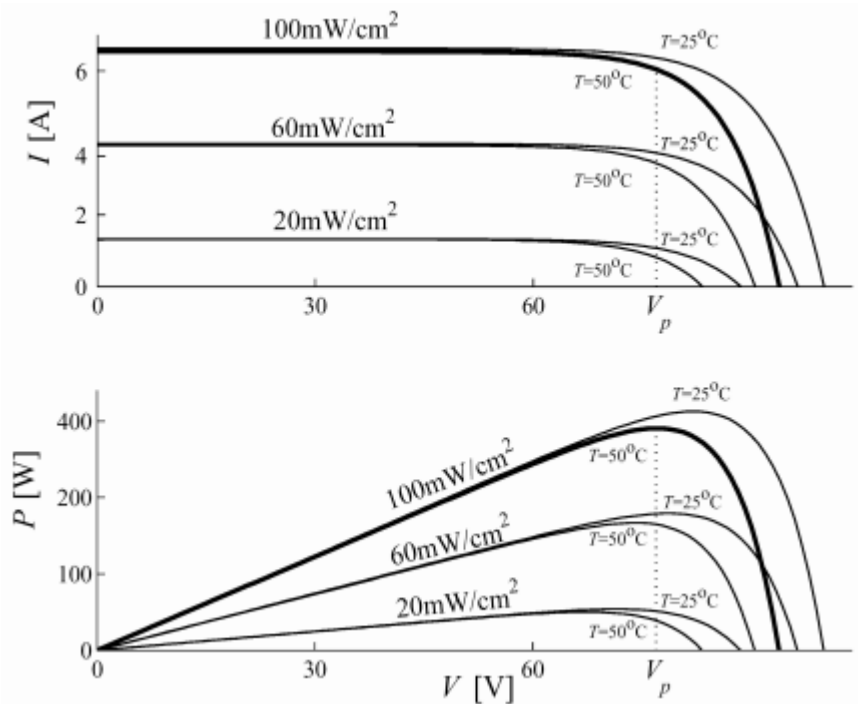


Fig.4.8 Características I-V y P-V de un panel solar fotovoltaico, con MPP (V_p).

Básicamente, los MPPT se pueden clasificar en dos tipos, dependiendo de la forma en que se realiza el seguimiento del punto de máxima potencia, *métodos directos* y *métodos indirectos*.

Los métodos indirectos son métodos en gran medida empíricos. Se basan en bases de datos elaboradas mediante la experiencia, utilizando parámetros externos al sistema, para estimar la localización del punto de máxima potencia. Se utilizan datos sobre las curvas I-V, corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto, tipo y comportamiento de la carga, temperatura ambiente, etc. Esta información es manejada por un microcontrolador, el cuál calcula el punto de máxima potencia a partir de ella. *[[16]- Alejandro de Haro Carbonell]*

La principal ventaja de estos sistemas es la sencillez del software utilizado, puesto que no es exigente con los microcontroladores necesarios, ni con su programación. Su principal desventaja se debe a que la información que se maneja son datos externos, es decir, no se realiza un seguimiento real de las características del sistema que tenga en cuenta modificaciones del sistema como la suciedad, cambio de carga o envejecimiento de los paneles.



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Los métodos directos, utilizan datos obtenidos directamente del sistema, como corriente y tensión, para determinar el punto de trabajo y localizar el punto de máxima potencia. Se basan en el cálculo continuado de la potencia entregada por el generador y la variación del punto de trabajo del panel. Mediante un algoritmo de cálculo, generalmente implementado en un microcontrolador, se comprueba si la potencia ha aumentado o disminuido con respecto al estado anterior.

Puesto que se realiza un seguimiento real del sistema, no es necesario conocer irradiación, temperatura o las características de la carga para implementar el algoritmo de control, a diferencia de los métodos indirectos. Estos métodos serán independientes de los cambios que se produzcan en el sistema. Así mismo, tienen una gran eficiencia, puesto que se logran grandes aproximaciones a la mayor potencia que se pueda obtener en cada instante.

Los principales métodos directos son:

- Método de la Diferenciación.
- Método de la Conductancia Incremental.
- Método de Perturbación y Observación.
- Método de Control Directo del Ciclo de Trabajo.

4.8.1.1 Método de la Diferenciación

Este método se basa en la obtención de la tensión y la corriente que son solución en cada momento de la ecuación de la derivada de la potencia generada con respecto al tiempo (dP/dt). Puesto que ha de realizar varios cálculos, el sistema resulta lento y pierde eficiencia.

4.8.1.2 Método de perturbación y Observación (P & O)

El algoritmo más utilizado para el seguimiento de máxima potencia (MPPT) es el algoritmo de perturbación y observación (P & O), debido a su implementación fácil en su forma básica. Por lo tanto, si la tensión de funcionamiento del generador fotovoltaico se perturba en una dirección determinada y $dP / dV > 0$, se sabe que la perturbación se trasladó al punto de funcionamiento del generador fotovoltaico hacia el MPP. El algoritmo de P & O puede entonces seguir perturbando la tensión FV en la misma dirección. Si $dP / dV < 0$, entonces el cambio en el punto de funcionamiento del panel FV se trasladó fuera de la zona

del MPP, y el algoritmo P & O invierte la dirección de la perturbación. Un problema con el algoritmo de P & O es que oscila alrededor del MPP en el régimen permanente. También puede realizar un seguimiento en la dirección equivocada, lejos del MPP, en rápido cambio en los niveles de irradiancia.

Algoritmo de perturbación y observación clásico

Este algoritmo se basa en provocar un cambio o perturbación en el ciclo de trabajo del convertidor, y analizar los efectos que se producen en el punto de trabajo como consecuencia de dicha acción. Cuando los resultados reflejan un incremento en la potencia generada por el panel se procede a perturbar de nuevo en la misma dirección que la última vez. En caso de que la potencia haya disminuido respecto al estado anterior, la perturbación se realizará en dirección opuesta. De esta forma, una vez alcanzado el punto de potencia máximo (MPP), se oscilará en torno a él. Si cambian las condiciones meteorológicas, el algoritmo volverá a buscar el punto de máxima potencia.

La Figura 4.8.1, muestra la característica de un generador fotovoltaico, que tiene un máximo en el MPP.

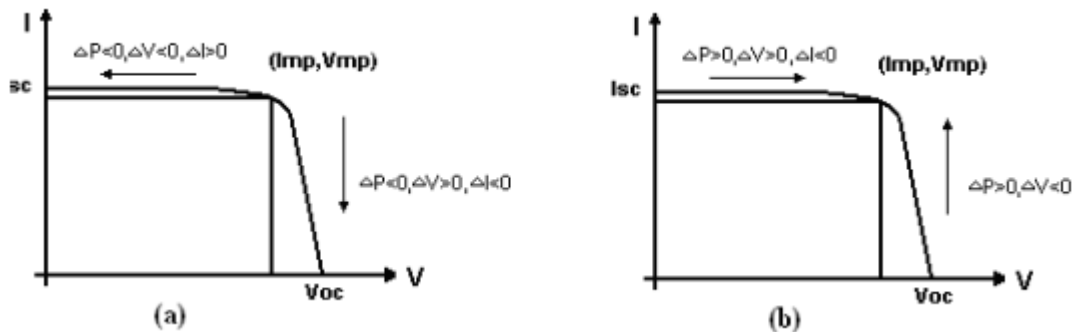


Figura 4.8.1. Impacto en la curva de potencia al variar el punto de trabajo.

En la Figura 4.8.1 (a), se observa lo que sucede cuando el sistema se encuentra operando en el punto de máxima potencia y se varía el ciclo de trabajo, modificando con ello la tensión de trabajo del panel. Sea cual sea la dirección del cambio, la potencia será inferior a la existente antes de la perturbación.

En la Figura 4.8.1 (b), se observa la situación contraria, es decir partimos de un punto de trabajo que no se corresponde con el MPP, de modo que, cuando el punto inicial se



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

encuentre a la izquierda del MPP, las perturbaciones que provocan aumentos en la tensión del panel, producirán potencias crecientes, hasta que se deje atrás el MPP, situación que se da en la parte de la derecha, donde las perturbaciones que aumentan la potencia generada son en el sentido descendente de la tensión de operación del panel.

Este algoritmo de control es sencillo, de bajo coste y muy rápido en la localización del MPP. Su principal inconveniente es que su eficiencia depende principalmente de dos parámetros que deben ser bien estudiados: El tiempo de muestreo de las variables y la velocidad con la que se miden la tensión y la corriente, lo cual provoca que el sistema trabaje adecuadamente o no.

Incremento del ciclo de trabajo seleccionado. Un incremento porcentual elevado en el ciclo de trabajo provoca que las oscilaciones en torno al MPP sean más lejanas respecto a éste, y que por lo tanto, se genere menos potencia. Si por el contrario la variación porcentual del ciclo de trabajo es demasiado pequeña, tardaría demasiado tiempo en alcanzar el MPP y no hallaría el camino al MPP.

Existe un límite en el incremento mínimo del ciclo de trabajo, y éste se debe al hardware utilizado y a la frecuencia de la señal PWM de control elegida. Por ejemplo, si se usa un reloj de 30MHz y la frecuencia de trabajo es de 300kHz, el mínimo incremento que puede producirse en la señal PWM es del 1% ($30\text{MHz} / 300\text{kHz} = 0,01$). Mientras que el algoritmo de perturbación observación clásico calcula la potencia instantánea midiendo la corriente y la tensión en los paneles, existe una variante capaz de obtener los mismos resultados midiendo únicamente una variable.

Algoritmo de Perturbación y Observación de una Variable

Este método presenta la ventaja de ser capaz de alcanzar el MPP midiendo únicamente una variable [Ramón, 04], [Salas et al., 05], [Salas et al., 06], lo que implica un menor tiempo de procesamiento y menor error de medida.

Este algoritmo de control se basa en dos hipótesis fundamentales:

- Conservación de la potencia de entrada.
- Tensión de salida del convertidor constante.

Este algoritmo se basa en la medida de la corriente de salida del convertidor, I_o . Según la segunda hipótesis, la tensión de salida se supone constante durante cada perturbación; por

tanto, se puede decir que la potencia de salida “ P_s ” será mayor cuanto mayor sea la corriente de salida, ya que, $P_s = V_o * I_o$ con V_s constante, de modo que P_s aumenta cuando I_s aumenta. Debido a la primera hipótesis, si P_s aumenta entonces P_e aumenta.

4.8.1.3 Método de la Conductancia Incremental

Analiza la derivada de la potencia generada respecto de la tensión del módulo fotovoltaico (dP/dV), ya que en el MPP la derivada es nula. A la derecha de ese punto la derivada es negativa y a la izquierda es positiva. El objetivo es estar trabajando con el panel, en la zona lo más próxima posible al MPP, esto sucede en el punto de la curva donde la tangente se hace cero, o punto máximo de la función. Al derivar el valor de la potencia respecto a la tensión obtengo la siguiente expresión:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I * V)}{dV} = I + \frac{dI}{dV}V = 0 \rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$$

(4.20)

Para encontrar el MPP, se debe igualar la expresión anterior a cero para encontrar el punto en el que la pendiente de la recta tangente es nula.

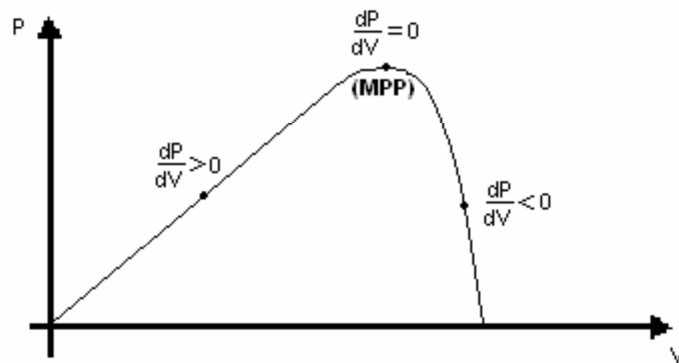


Fig. 4.8.2 Curva de potencia, en función de la tensión, de un panel solar.

A partir de esta condición, es posible mostrar que, en el MPP, $dI/dV = -I/V$. Por lo tanto, la conductancia incremental puede determinar que el MPPT ha alcanzado el MPP y dejar de perturbar el punto de funcionamiento. Si no se cumple esta condición, la dirección en



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

la que el punto de MPPT debe ser perturbado, se puede calcular utilizando la relación entre dI/dV e I/V . Esta relación se deriva del hecho de que dP/dV es negativo cuando el MPPT se encuentra a la derecha del MPP y positivo cuando está a la izquierda del MPP.

- $\frac{dP}{dV} > 0$, Para este caso la tensión del panel se encuentra por debajo del MPP. Por lo tanto, la nueva tensión de referencia se obtendrá sumándole un incremento de tensión al panel.
- $\frac{dP}{dV} = 0$, El panel se encuentra operando en el MPP.
- $\frac{dP}{dV} < 0$, En este caso la tensión del panel se encuentra por encima del MPP. Por lo que la nueva tensión se obtiene disminuyendo la tensión de referencia.

Este algoritmo tiene ventajas respecto a la perturbación y observación en el sentido de que se puede determinar cuando el MPPT ha alcanzado el MPP, o se oscila alrededor del MPP. Además, ofrece un buen rendimiento y una rápida respuesta ante cambios en las condiciones meteorológicas. Se consigue una menor oscilación del sistema, hasta que se consigue una estabilidad del mismo alrededor del MPP. Este método en cambio necesita un control más complejo en comparación con P & O. El problema puede surgir a la hora de implementar este algoritmo en un circuito real, ya que la condición de igualdad, para un microcontrolador, puede tener un error de redondeo que debe controlarse para que el sistema no se equivoque a la hora de encontrar el MPP.

4.8.1.4 Método de Control Directo del Ciclo de Trabajo

Los métodos anteriores están basados en la regulación del voltaje o la corriente de salida del panel fotovoltaico según la señal de corriente o voltaje de referencia, que es constante o se deriva de las características de salida del panel fotovoltaico. *[[16]- Alejandro de Haro Carbonell]*

En este caso se controla directamente el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC, forzando que la derivada dP/dD se haga cero.

Desde el punto de vista del convertidor CC/CC tenemos que la corriente de salida del panel es la corriente de entrada del convertidor, y sucede lo mismo con la tensión.

4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES



Fig. 4.8.3 Tensiones de entrada y salida del convertidor CC/CC.

La potencia de entrada del convertido será el producto de V_{in} y I_{in} . En la ecuación xx, observamos la relación que tendría la potencia de salida P_s ($P_s = V_o \cdot I_o$) y la potencia de entrada P_{in} en función de la tensión de salida y de la corriente de entrada del convertidor.

$$P_s = P_{in} = 2(1 - D) \cdot rt \cdot V_o \cdot I_{in}$$

(4.21)

Donde,

- P_s , Potencia de salida.
- P_{in} , Potencia de entrada.
- V_o , Tensión de salida.
- I_{in} , Corriente de entrada.
- D , Ciclo de trabajo.
- rt , Relación de transformación.

Para cada tensión de salida 0 V habrá un ciclo de trabajo D para el que el valor de la potencia sea máximo.

Midiendo la corriente del módulo fotovoltaico y mediante la ecuación (4.21) se calcula la potencia en cada instante, y es comparada con la medición anterior. En caso de ser mayor, incrementamos el ciclo de trabajo en el sentido actual. Si fuera menor, incrementaríamos el ciclo de trabajo en sentido contrario. Mediante sucesivas iteraciones se alcanza el entorno del MPP, y la precisión es mayor cuanto más pequeño sea el incremento del ciclo.

Este método de control destaca por su simplicidad y su bajo coste. En un solo lazo se realizan todas las operaciones necesarias para decidir el sentido del incremento del ciclo, y se pueden alcanzar eficiencias muy altas. En su contra se encuentra que su respuesta ante



4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

condiciones climáticas rápidamente cambiantes es menos eficiente que la de otros métodos, pero con una velocidad de ejecución más alta se mejora la respuesta.



Capítulo 5

ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES



5. Introducción

A lo largo de los capítulos anteriores se ha realizado un estudio de lo que es la energía solar fotovoltaica, y el funcionamiento de los inversores fotovoltaicos.

Este capítulo está dedicado al análisis y comparación de los parámetros más importantes de los inversores fotovoltaicos existentes en el mercado mundial conectados a red, con una potencia superior a los 500kW.

Analizaremos 187 inversores de 23 marcas distintas. Actualmente hay más de 40 fabricantes principales de inversores. Compañías como Siemens y ABB se centran en instalaciones conectadas a red; Schneider Electric, que adquirió Xantrex (una de las tres empresas más grandes en el mercado de inversores), fabrica inversores con eficiencias alrededor del 96%, incluyendo transformador. Pero es la compañía alemana, SMA, líder del mercado actual.

Aunque están emergiendo técnicas disruptivas como los micro-inversores, el mercado de los inversores apuesta por arquitecturas centralizadas, con inversores que proporcionan altas potencias de salida y, generalmente, van conectados a la red eléctrica.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

5.1 Inversores

Como se hacía referencia anteriormente, el estudio de los inversores deben de tener una potencia de salida superior a los 500kW. Lo que involucra un total de 187 inversores de 23 fabricantes, de los cuales varios de estos son líderes en el mercado mundial.

A continuación se detallan las diferentes empresas de inversores estudiadas en este capítulo.

5.1.1 AEG

Empresa Alemana/Sueca. Es una empresa de gran importancia mundial en cuanto a productos eléctricos y electrónicos. El avance tecnológico durante toda su vida la hace una empresa líder en el desarrollo de nuevos productos y mejora de los ya existentes. Los inversores existentes no son de muy alta potencia entorno a los 500kW y con un rendimiento del 98%, lo que la hace una empresa fiable.

Modelo analizado: *Protect PV.500*

5.1.2 Bonfiglioli Vectron

Empresa Alemana. Bonfiglioli, empresa especializada en la fabricación y venta de reductores de velocidad, convertidores de frecuencia e inversores solares fotovoltaicos.

El nombre BONFIGLIOLI VECTRON GmbH es sinónimo de tecnología de propulsión eléctrica con convertidores de frecuencia. Se aplica en un amplio campo con varias subdisciplinas, tales como el proceso de la biónica, la materia a que BONFIGLIOLI VECTRON GmbH dedica su atención. El objetivo es el desarrollo de nuevos métodos que combinan la eficiencia técnica y el tratamiento cuidadoso de los recursos y la naturaleza. Métodos clásicos por otro lado llevar a un consumo de recursos y la producción de residuos, mientras que la naturaleza, por ejemplo, ha producido reciclado total y el uso de la energía solar (fotosíntesis). BONFIGLIOLI VECTRON GmbH recoge las ideas de la naturaleza y los transfiere a las posibilidades de aplicación de sus propios productos.

Los inversores a red creados por esta empresa son de una amplia gama con distintas características.

Modelos analizados: *RPS Multi MPPT 0850; 0680; 1460; 1220; 1110; 1040; 0940; 0830; 0760 y 0620.*



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

RPS Master-Slave 0830; 0760; 0680 y 0620.

5.1.3 Converteam

Empresa Francesa. En 1989, las partes de los británicos *General Electric Company plc* se fusionó con partes de *Compagnie Générale d'Electricité* (ahora Alcatel-Lucent), que forma *CEGELEC* (parte de GEC Alsthom), en el mismo año, una filial de la alemana *Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft (AEG)* se había fusionado con los sistemas de accionamiento de estadounidenses Westinghouse. En 1995, estos dos grupos se fusionaron para formar *CEGELEC Industrial Systems Group*. En 1999, cambió su nombre a **Alstom Power Conversion**; a continuación, el 10 de noviembre de 2005, se convirtió en una compañía independiente de Alstom, tomando el nombre de **Converteam**.

El 29 de marzo de 2011 se anunció que una participación del 90% en Converteam iba a ser comprada por GE Energy.

Es una empresa con una gran importancia en sus investigaciones de I+D+i.

Modelos: *PSC -L- QC 825MV; 680MV; 660MV; 600MV Y 575MV.*

5.1.4 Dasstech

Empresa Coreana. Es una empresa fabricante de inversores solares que tiene el 60% del mercado Coreano de inversores fotovoltaicos monofásicos. Además está a cargo de la instalación y construcción de plantas solares de más de 10MW.

La producción de inversores de la empresa es del rango de los 3kW a los 250 kW.

Han obtenido la aprobación del marcado CE para 3kW en mayo del 2009 y los demás modelos están en trámites para su entrada en el mercado Europeo.

Modelo: *Soleaf DSP-M331000K*

4.1.5 Emerson Control Techniques

Empresa Inglesa. Emerson es una compañía de ámbito mundial que reúne tecnología e ingeniería para proporcionar soluciones innovadoras en una amplia gama de mercados industriales, comerciales y de consumo. Es probablemente la fábrica de accionamientos más avanzada del mundo, aplicando principios de fabricación basados en la demanda, un alto grado de automatización y las normas de calidad más rigurosas. El 95% de sus productos son exportados a los mercados de todo el mundo.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Modelos: *SPV 2700; 2400; 2100; 1800; 1500; 1200 y 900.*

5.1.6 Greenpower

Empresa Española. GPtech es una empresa andaluza de base tecnológica, pionera en España por su oferta de servicios I+D+i en los sectores de las energías renovables y la eficiencia energética. Dentro del sector energético, GPtech está especializada en las energías renovables, la eficiencia y el ahorro energético.

Modelo: *Power PV 600*

5.1.7 Helios Systems

Empresa Alemana. Los sistemas Helios están disponibles para diseño, desarrollo, fabricación y venta de soluciones de alta tecnología para las aplicaciones de conversión de energía en el campo del uso regenerativo.

Su tecnología se puede encontrar en convertidores con una alta eficiencia y fiabilidad, inversores, así como en el seguimiento y la gestión de los sistemas fotovoltaicos globales. El principal objetivo de la empresa es la investigación y el desarrollo.

Modelos: *HSC 1250S 20kV; 1100C; 1000S 20kV; 1000C 20kV; 700C; 1250S 33kV; 1250S 30kV; 1250C 20kV; 1250S 15kV; 1250S 11kV; 1250S 6.6kV; 1000S 33kV; 1000S 30kV; 1000S 15kV; 1000S 11kV y 1000S 6.6kV.*

HSI 1250; 1000 y 640.

5.1.8 Ingeteam

Empresa Española. Ingeteam es una empresa líder especializada en ingeniería eléctrica y en el desarrollo de equipos eléctricos, motores, generadores y convertidores de frecuencia. Aplica sus productos principalmente en cuatro sectores: energía, industria, naval y tracción ferroviaria, buscando optimizar el consumo, así como maximizar la eficiencia en la generación de energía.

Con más de 30 años de experiencia en el sector de electrónica de potencia y 20 años en energías renovables, Ingeteam ha diseñado una amplia gama de inversores fotovoltaicos de conexión a red y aislada IngeconR Sun entre 2,5 y 625 kW. Durante los últimos años Ingeteam ha suministrado más de 1 GWp en instalaciones fotovoltaicas residenciales y grandes instalaciones multimegawatio con inversores IngeconRSun.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Ingeteam cuenta con una red de delegaciones comerciales en Italia, Alemania, Francia, Estados Unidos y la Republica Checa para el sector fotovoltaico, que dan cobertura comercial y de servicio postventa en estos países.

La tecnología y la innovación son el motor de crecimiento. El 11% del personal de Ingeteam está dedicado a I+D, y cada año invierte cifras superiores al 3,5% de su facturación en esta actividad.

Modelos: *Ingecon Sun 840TL 360AC MS Y 360AC; 800TL 345AC MS Y 345AC; 730TL 320AC MS Y 320AC; 630TL 360AC MS Y 360AC; 600TL 345AC MS Y 345AC; 500TL 320AC MS Y 320AC; 625TL 275AC MS Y 275AC.*

5.1.9 Jema

Empresa Española. Es una empresa líder en el sector de la electrónica de potencia. Ha sido pionera en España en el diseño de convertidores para instalaciones de energías renovables.

Hoy en día su actividad se centra en el desarrollo de convertidores de alto rendimiento diseñados para plantas de energía eólica, fotovoltaica, hidrogeno, etc., robustos y de manejo sencillo: Inversores Fotovoltaicos serie IF; convertidores para aerogeneradores de Control de Corrientes por Rotor, Redes débiles y Doblemente Alimentado (DFIM); cargador-descargador de baterías contra red; diversos sistemas para la mejora de la eficiencia energética (filtros activos, estabilizadores, reguladores de $\cos \phi$); así como otros desarrollos específicos definidos por el cliente.

Modelo: *IF-600 TL*

5.1.10 KACO New Energy

Empresa Alemana. Está especializada en inversores fotovoltaicos y sistemas de monitoreo, así como en sistemas de suministro de energía para aplicaciones ferroviarias e industriales. Como fabricante líder en este campo, la compañía ha producido más de 3 Gigavatios de inversores fotovoltaicos desde 1999.

KACO New Energy solo utiliza componentes de alta calidad, que están diseñados para trabajar a altas temperaturas.

Modelos: *Powador Megawatt-Station y Powador 700 Kilowatt-Station.*



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

5.1.11 LTi REEnergy

Empresa Alemana. Con más de 40 años de experiencia, está entre los pioneros de la técnica electrónica de accionamientos. Es una de las empresas con mayor crecimiento del Grupo LTi, y hace más de una década que se dedicamos al área de energías renovables. En esta área, los tres puntos principales son: energía eólica, tecnología fotovoltaica y biomasa.

Desarrolla y produce inversores fotovoltaicos de gran escala para parques fotovoltaicos de tamaño medio y grande. Sus tipologías son universalmente aplicables para cada tipo de módulo fotovoltaico, y se pueden aplicar en todo el mundo, con una eficiencia superior al 98%.

Modelos: *PVMB-50-1220; -45-1080; -50-0915, -45-0810; -50-0610 y -45-0540.*

PVMC-50-1220; -45-1080; -50-0915, -45-0810; -50-0610 y -45-0540.

5.1.12 Magnetek

Empresa Estado Unidense. Fundada en 1984. Magnetek es una empresa NASDAQ Global Market en la lista (NASDAQ: MAG) que se especializa en el desarrollo, fabricación y comercialización de energía digital y los sistemas de control de movimiento para el manejo de materiales, las personas que se desplazan y aplicaciones de minería. Sus sistemas de control de potencia de atender las necesidades de nichos seleccionados de los mercados comerciales tradicionales y emergentes que se están volviendo cada vez más dependientes de la "energía inteligente".

Modelo: *E-Force Solar PVI-1MW*

5.1.13 Padcon

Empresa Alemana. Se especializa en componentes de sistemas, estaciones de inversores, sistema de monitoreo y sistema de comunicación para plantas fotovoltaicas. La amplia gama de productos que tiene, incluye soluciones para plantas solares fotovoltaicas, así como para instalaciones en tejados en todo el mundo.

Numerosos proyectos a gran escala y monitorización internacional de plantas solares de más de 1.4GW, demuestran la calidad y confianza que genera la empresa hacia sus clientes.

Modelo: *AMC 2500C*



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

5.1.14 Power Electronics

Empresa Española. Desde 1986, Power Electronics ha adquirido una experiencia que la sitúa como empresa pionera en el sector. La fabricación de sus equipos se lleva a cabo mediante los mejores desarrollos de electrónica de potencia y ahora se complementan con su división de Renovables donde desarrollan sus Inversores Solares.

Con la importancia que tiene hoy día la eficiencia y el ahorro energético, en Power Electronics siguen creando nuevas gamas de producto en la división de Industria, con equipos especiales diseñados para Media Tensión (entre otros), invirtiendo su esfuerzo en ofrecer todos aquellos productos que optimizaran sus instalaciones fotovoltaicas.

Modelos: *FreeSun FS HE/HEC 1390 360V; 1251 330V; 1140 300V; 1000 270V; 1250 360V; 1130 330V; 1030 300V; 0900 270V; 1110 360V; 1001 330V; 0910 300V; 0800 270V; 0970 360V; 0880 330V; 0801 300V; 0700 270V; 0830 360V; 0750 330V; 0680 300V; 0600 270V; 0701 360V; 0630 330V; 0570 300V y 0560 360V.*

FreeSun FS HES 1390 360V; 1251 330V; 1140 300V; 1000 270V; 1250 360V; 1130 330V; 1030 300V; 0900 270V; 1110 360V; 1001 330V; 0910 300V; 0800 270V; 0970 360V; 0880 330V; 0801 300V; 0700 270V; 0830 360V; 0750 330V; 0680 300V; 0600 270V; 0701 360V; 0630 330V; 0570 300V y 0560 360V.

5.1.15 REFU Elektronik GmbH

Empresa Alemana. Es una empresa pionera en los convertidores electrónicos de frecuencia. Fue fundada en 1965. Desde esa época, la empresa ha estado produciendo soluciones para accionamientos de la más alta calidad. Desde la industria química para para uso de vehículos de tracción.

Los convertidores de frecuencia han sido probados por más de 40 años. En los últimos años, los nuevos acontecimientos para impulsar la tecnología como los sistemas de almacenamiento de energía y soluciones de electromovilidad se han añadido a nuestros campos tradicionales relacionados con la electrónica de potencia controlable y la construcción de armarios eléctricos.

Con un grado de rendimiento máximo del 98,2 %, los inversores REFUsol están entre los más eficaces e innovadores del mercado. La gama de productos de alta calidad abarca inversores centrales con una gama de potencia de 4 kW a 1,3 MW.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Modelos: *RefuSol 630K*

5.1.16 Santerno

Empresa Italiana. Elettronica Santerno SpA proyecta y comercializa inversores para la producción de energía eléctrica de fuentes renovables, accionamientos y arrancadores suaves para aplicaciones industriales e híbridas.

Protagonista desde más de 40 años en la investigación aplicada a la electrónica de potencia, Santerno desarrolla sus proyectos de manera totalmente independiente, gracias al know-how consolidado durante los años y a patentes de propiedad basados en la utilización de las más avanzadas tecnologías digitales, resultado de continuas inversiones en la investigación y de colaboraciones constantes con los más prestigiosos institutos científicos europeos y las más importantes universidades italianas.

Los sectores especializados son: Accionamientos para aplicaciones industriales, inversores fotovoltaicos, inversores para generadores eólicos y sistemas híbridos de tracción eléctrica.

Modelos: *SUNWAY TG 730 - 800V* y *SUNWAY TG 730 - 800V – MT*

5.1.17 Satcon

Empresa estado Unidense. Desarrolla innovadoras soluciones de conversión de energía y proporciona servicios de diseño de sistemas para centrales de energía renovable.

Con un amplio abanico de gamas y de potencias, los inversores Satcon acortan las distancias entre fuentes renovables y redes eléctricas, ayudando a las empresas a satisfacer su creciente demanda de energía verde con excelentes eficacias y rentabilidades.

Modelos: *EPP-1250* y *PowerGate Plus PVS-1000*

5.1.18 Siemens

Empresa Alemana. Es el proveedor líder en el mundo de productos, servicios y soluciones para la generación, transmisión y distribución de energía, así como para la extracción, transformación y el transporte de petróleo y gas.

Sus innovaciones permiten alcanzar una mayor eficiencia en la generación y transmisión de energía, reduciendo considerablemente las emisiones de dióxido de carbono.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Los inversores solares SINVERT, con el sistema de entrada de alimentación, se adapta perfectamente a los sistemas fotovoltaicos de tamaño mediano y a las plantas de energía solar a partir de 10 KVA a MVA.

Modelos: *Sinvert 2000 MS TL; 1700 MS; 1400 MS; PVS 2520 US; PVS2400 US; PVS 2340 US; PVS2000 US; 1500 MS TL; 1300 MS; 1000 MS; PVS 1890 US; PVS1800 US; PVS 1755 US; PVS1500 US; 1000 MS TL; 850 MS; 700 MS; PVS 1260 US; PVS1200 US; PVS 1170 US; PVS1000 US; PVS 630 US; PVS600 US y PVS 585 US.*

5.1.19 SMA

Empresa Alemana. La misión de SMA Solar Technology AG es acelerar la implantación de la energía fotovoltaica. Gracias a sus constantes desarrollos e innovaciones en ingeniería de sistemas, hacen posible que sea más sencillo, fiable y rentable, instalar y operar instalaciones fotovoltaicas.

SMA desarrolla y fabrica inversores solares muy eficientes para: instalaciones de cualquier tamaño, cualquier clase de potencia y todas las especificaciones de red en cualquier parte del mundo, independientemente del tipo de modulo solar que se utilice. SMA es el proveedor de este segmento que tiene el mayor volumen de ventas a nivel mundial.

Modelos: *Sunny Central 1250MV-11-IT; 1250MV-11; 1000MV-11-IT; 1000 MV-11; 800MV-11-IT; 800MV-11; 630MV-11-IT; 630 MV-11; 630 HE-11; 800HE-20; 800CP-US; 800CP; 760HE-20; 760CP; 750CP-US; 720HE-20; 720CP-US; 720CP; 630HE-20; 630CP-US y 630CP.*

5.1.20 Sungrow

Empresa China. Sungrow Power Supli Co., Ltd es una empresa de alta tecnología nacional especializada en la investigación, desarrollo, comercialización y venta de productos de energía renovable, especialmente eólica y solar.

Entre sus principales productos están el inversor y convertidor para sistemas fotovoltaicos, y un convertidor UPS para grandes sistemas eólicos, además de ofrecer servicios de consultoría de proyectos, diseño de sistemas, soporte técnico y otros servicios para el proceso del proyecto.

Debido al aumento de las plantas de energía fotovoltaica, la capacidad de energía conectada a red crece al mismo ritmo. Sungrow tiene más de 10 años de experiencia en investigación, desarrollo, producción y venta de energía fotovoltaica conectada a red, lo que



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

ha puesto en marcha una serie de inversores hechos para plantas de energía fotovoltaica de mediano y gran tamaño, tales como 100 kW, 250 kW, 500 kW y 1 MW.

Modelos: *SG1260TS*; *1000TS*; *630KTL* y *630MX*.

5.1.21 TMEIC

Empresa Japonesa. La empresa nace en Octubre del 2003, con la unión de la división de sistemas industriales de Toshiba y Mitsubishi Electric, TMAE y TGAJ; obteniendo el nombre de TMEIC (Toshiba Mitsubishi-Electric Industrial Systems Corporation). Ofrece soluciones globales de ingeniería y de Tecnología de Producción y Gestión del Medio Ambiente, así como productos específicos de alta calidad y sistemas para satisfacer las necesidades de los clientes

Los sectores en lo que se basa su industria son: Los motores de gran capacidad y alta velocidad y sistemas de conducción de petróleo y gas. Ahorro de energía en convertidores y motores. Inversores solares de diferentes potencias. La generación de energía eólica marina. Almacenamiento de energía proveniente de convertidores en baterías. Equipo para tecnología Smart-Grid.

Modelos: *Solar Ware 630 - PVL-L0630E*

5.1.22 Vacon

Empresa Finlandesa. Fue fundada en 1993 por 13 ingenieros, en la ciudad de Vaasa, Finlandia. Su nombre era Vaasa Control Ltd; pero en el año 2000 cambia su nombre por Vacon Plc. Su misión fue la de crear la solución óptima para el variador de frecuencia. La gama de sus productos es muy amplia y de gran versatilidad. A día de hoy la empresa consta de filiales en todo el mundo y en cada continente, ocupando un lugar más que reconocido en los mercados mundiales.

Modelos: *NXV1200*; *1000*; *0800* y *0600*.

5.1.23 W2PS

Empresa Española. W2PS es una empresa de electrónica de potencia que se centró en la integración de la energía renovable y la calidad de la energía. En 2006, un grupo de académicos de la renombrada Universidad Carlos III de Madrid comenzó a trabajar en los nuevos desarrollos que se tradujo en la incorporación formal de Wind to Power System SL en 2008. Ahora, la compañía ha establecido operaciones en Alemania, Italia, Portugal y China. Nuevas actividades de desarrollo empresarial también se han iniciado en el sur de África



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

y América del Sur con los principales socios internacionales en el campo de la energía renovable.

En 2009 W2PS tuvo un gran éxito, asegurando una cuota de mercado del 40% en España. En 2010 se convirtió en el primer y único proveedor certificado de soluciones LVRT independientes en Alemania. Hasta la fecha, la empresa ha desplegado cerca de 2GW de sus componentes electrónicos esenciales de energía a través de múltiples mercados. También suministra inversores solares, vigilancia, sistemas de control y avanzadas soluciones integradas de servicios de escala fotovoltaica para los desarrolladores de energía solar y empresas EPC.

Las mismas capacidades básicas están siendo aprovechados por W2PS para desarrollar nuevas aplicaciones como el almacenamiento de energía, convertidores DC / DC e inversores de muy alta eficiencia por medio refrigeración líquida. Las aplicaciones futuras, tales como estaciones de carga para los vehículos eléctricos y redes micro-también se han identificado.

Modelos: *Solar2PS 750* y *Solar2PS 630*.

5.2 Inversores aplicados a la fotovoltaica/Configuración de los inversores.

En las recientes décadas ha habido un interés creciente en el uso de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red de baja tensión, todo esto condicionado por las ayudas otorgadas por los países. Un elemento esencial en estos sistemas es el “Inversor”, este es el elemento encargado de convertir la corriente continua proveniente de las placas solares en corriente alterna con una forma de onda sinusoidal, para que esta sea conectada a la red de distribución. Los últimos desarrollos se han focalizado en un incremento del rendimiento, en operación a potencias máximas y bajas, pero también en incrementar la fiabilidad de operación.

En este apartado se expondrá las diferentes configuraciones que se puede encontrar en los inversores que se van a analizar en el siguiente punto. Algunos de los aspectos más importantes son su principio de funcionamiento, el tipo de aislamiento que tienen, el uso de transformadores, o el tipo de conexión a red, todos estos descritos en el capítulo anterior.

Los inversores son dispositivos electrónicos que se conectan directamente al generador fotovoltaico, FV, (en su parte CC, entrada) y a la red eléctrica (en su parte CA, salida)



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

y se utilizan para transformar la energía continua producida por el generador FV en energía alterna inyectada a la red eléctrica. Además de maximizar la transferencia de energía del generador FV a la red eléctrica mediante elevados rendimientos de conversión eléctrica CA/CC, y de seguimiento del punto de máxima potencia, deben generar energía AC con una determinada calidad (baja distorsión armónica total de la onda de corriente, factor de potencia cercano a la unidad, bajas interferencias electromagnéticas, baja inyección de corriente CC, etc...).

Se ha realizado un análisis de los parámetros eléctricos más importantes relacionados con los inversores fotovoltaicos con conexión a red de más de 500kW. Para esto se ha recopilado información de 187 inversores y 27 fabricantes de distintos países, toda esta información se ha obtenido hasta el año 2012. Dentro de estas informaciones se encuentran parámetros de entrada (CC) y salida (CA) de los inversores. Algunos de los aspectos que se evaluarán a lo largo de este capítulo serán respecto a los diferentes números de valores de potencia de distintos modelos, las topologías usadas, los parámetros de operación en continua (tales como potencia nominal, potencia máxima, corriente nominal y tensión), los parámetros de operación del lado de alterna (tales como potencia nominal, potencia máxima, corriente nominal y tensión), rendimiento de los inversores respecto a su potencia nominal y por último se analizarán el tamaño y peso de los inversores. Además de estos aspectos, los inversores serán analizados respecto a su topología interna, según su sistema de aislamiento. Esta se pueden dividir a su vez en tres grupos: Transformadores de baja frecuencia (LF) a 50Hz, Transformadores de alta frecuencia (HF) y desprovistos transformadores (Transformerless, TL), Figura 4.1.5

La importancia de esto reside en el rendimiento final del inversor ya que, un inversor sin transformador (transformerless, TL) ofrece un mayor rendimiento que los inversores con aislamiento galvánico de baja frecuencia (Low Frequency, LF).

Para ver algunos ejemplos de los esquemas eléctricos de cada una de las topologías de aislamiento galvánico, disponemos de las siguientes figuras:

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

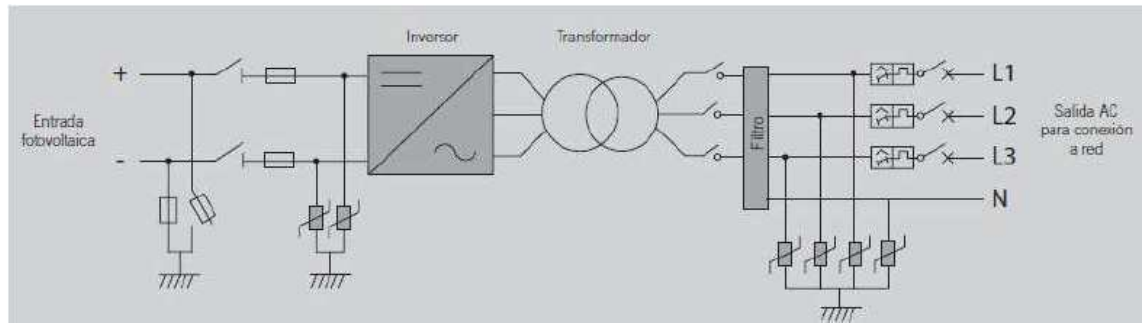


Fig. 4.1.1 Esquema eléctrico de un inversor con aislamiento galvánico LF. Fabricante: INGETEAM.

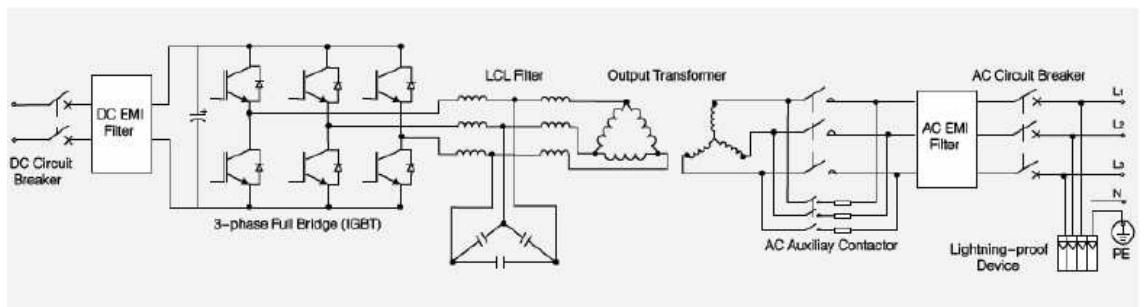


Fig. 4.1.2 Esquema eléctrico de un inversor con aislamiento galvánico LF. Fabricante: SUNGROW. *[[27]- Clara Ormaechea Ballester]*

Ambos inversores presentan una topología de aislamiento galvánico con transformador de baja frecuencia. Entre la Figura 4.1.1 y 4.1.2, esta última presenta un esquema eléctrico mucho más detallado. El inversor de aislamiento galvánico presenta una configuración eléctrica triángulo-estrella, conocido también como transformador elevador, necesario una vez se realice la conversión de la corriente continua a alterna. Además, esta conexión no presenta problemas con las componentes en sus voltajes de terceros armónicos. *[[27]- Clara Ormaechea Ballester]*

En el caso de inversores que no disponen de aislamiento galvánico, se puede ver que están conectados directamente a un transformador de media tensión. Como ejemplos de estas topologías tenemos otros dos fabricantes.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

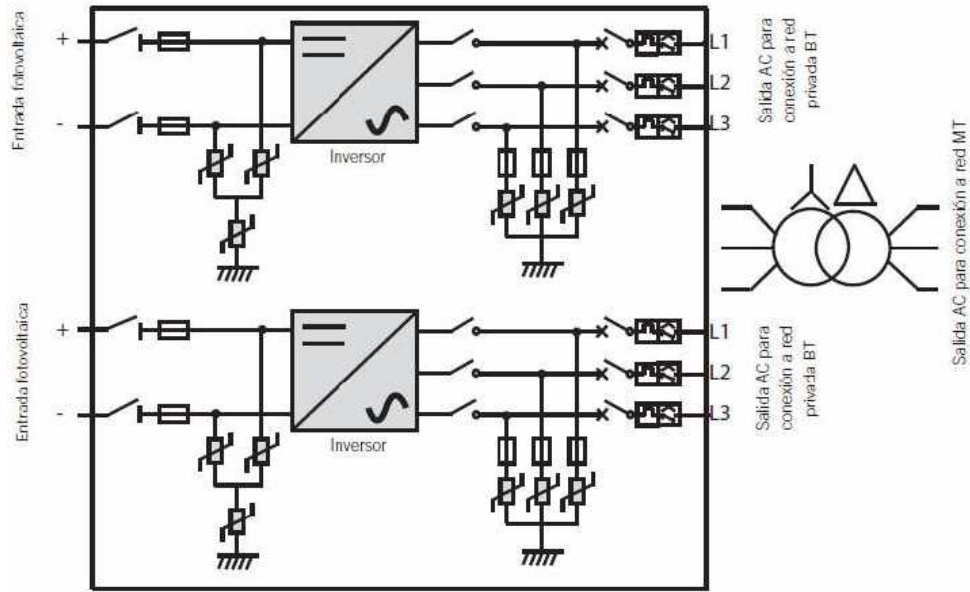


Fig. 4.1.3 Esquema eléctrico de un inversor sin transformador de aislamiento galvánico (TL). Fabricante: INGTEAM.

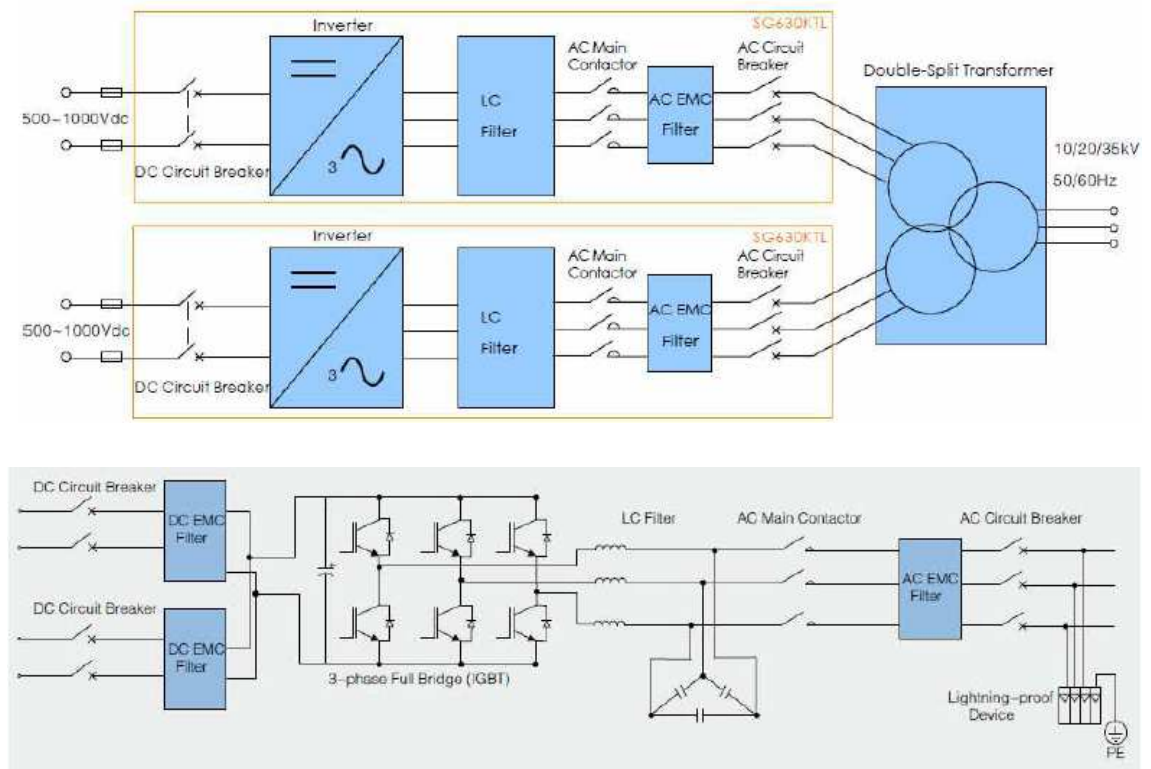


Fig. 4.1.4 Esquemas eléctricos de un inversor sin transformador de aislamiento galvánico (TL). Fabricante: SUNGROW.

Modelos: SG 500 KTL/SG 630 KTL.

La conexión habitual del transformador de media tensión (MT) es, como muestra la Figura 4.1.3, estrella-triángulo. Es habitual pensar que este tipo de conexión en los transformadores se aplique para reducir los valores de tensión, es decir, su configuración de

conexión sea de transformador reductor. Sin embargo, según representa la figura, este tipo de transformadores conecta el primario con la red de BT mientras que el devanado secundario está unido a la red de MT. El motivo de emplear esta configuración es que no presenta problemas con los terceros armónicos y es estable respecto a cargas desequilibradas, lo que facilita la posterior conexión con la red eléctrica. *[[27]- Clara Ormaechea Ballester]*

En cualquier caso, la elección del tipo de aislamiento, ya sea sin transformador o con un transformador de baja frecuencia, y de la topología interna del inversor, sea central o modular, deben ser las adecuadas para crear una configuración que proporcione el máximo rendimiento, minimizando las pérdidas, y presente un funcionamiento seguro tanto para la instalación como para las personas encargadas de su mantenimiento.

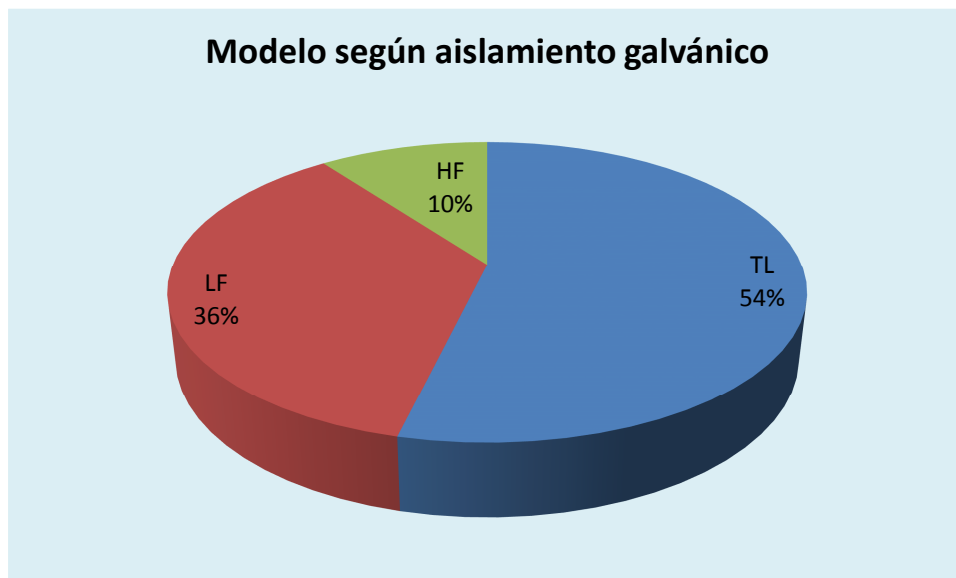


Fig. 4.1.5 Distribución del número de los diferentes modelos usados en los inversores.

Según la figura anterior (Figura 4.1.5), un 54% de los inversores estudiados emplean una topología sin aislamiento galvánico (TL), correspondiéndose con un total de 100 inversores. En estos momentos es algo común, sin embargo esto era impensable hace unos años atrás, donde los inversores de este rango de potencias tenían si o si transformadores incorporados. Un 36% utilizan transformadores de baja frecuencia (LF) para aislamiento galvánico, haciendo un total de 67 inversores con esta topología. Y un 10% de los inversores cuentan con transformadores de alta frecuencia (HF) como método de aislamiento galvánico, que hacen un total de 19 inversores. Como se puede deducir de estos datos, el uso de inversores desprovistos de transformadores (TL) nos da una significativa tendencia en cuanto a

la opción de aislamiento galvánico, ya que además generan un rendimiento mayor que los demás inversores con transformadores; esto se verá analizado ampliamente más adelante.

A continuación diferentes parámetros de los inversores serán analizados. Estos son muy útiles para el diseño de una planta solar fotovoltaica y puede limitar el tamaño del campo fotovoltaico. Estos se pueden clasificar en dos categorías principales: los que se refieren a la entrada del inversor y aquellos concernientes a la salida inversor.

5.3 Parámetros de entrada

Los parámetros de entrada, son los relacionados a la parte eléctrica del inversor en corriente continua (CC). Los parámetros a analizar serán los siguientes: La máxima tensión de entrada, la mínima tensión obtenida del MPPT, la máxima tensión obtenida del MPPT y la potencia umbral. Estos valores están totalmente relacionados con el tamaño del campo fotovoltaico.

5.3.1 Tensión máxima de entrada

Una de las primeras relaciones que cabe destacar es la relación entre la tensión y la corriente de entrada al inversor, las cuales nos dan el valor de la potencia nominal a la que trabaja el inversor, Figura 4.2. A su vez, si comparamos la tensión máxima con la corriente máxima de entrada al inversor, lo que obtenemos es el valor de la potencia máxima en el lado de continua, Figura 4.3.

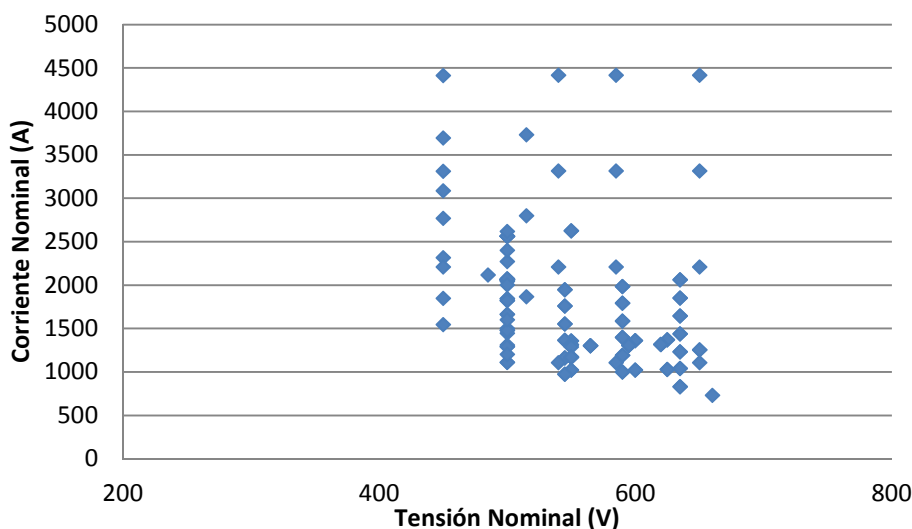


Fig. 4.2 Corriente nominal y tensión nominal de entrada.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

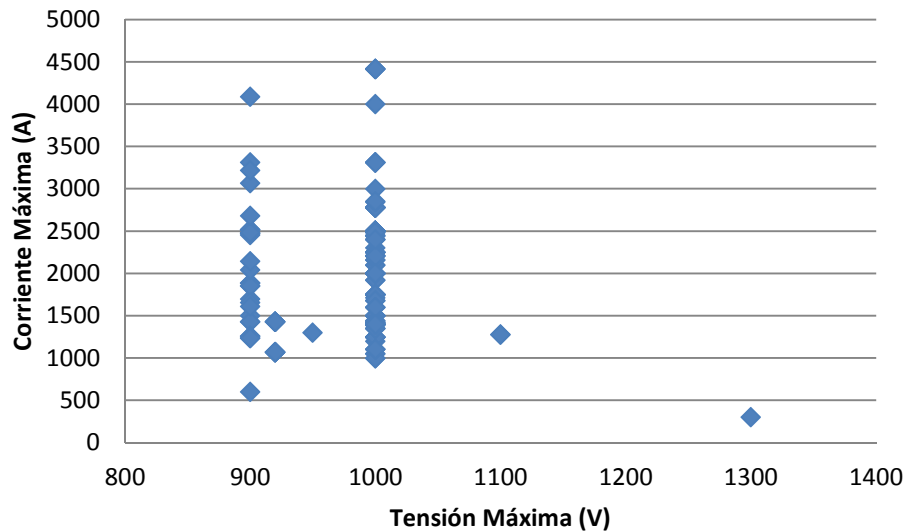


Fig. 4.3 Corriente máxima y tensión máxima de entrada.

Para la primera gráfica, Figura 4.2, podemos observar como la distribución de los valores es muy heterogénea. En cuanto a los valores de cada uno, se puede observar como el rango de valores de corriente es mucho más amplio que el de tensión, ya que en el primero los valores oscilan entre los 730 y 4416 A, y 450 y 660 V, respectivamente.

En el caso de la segunda gráfica, Figura 4.3, los valores son más homogéneos, siendo los de mayor concentración los correspondientes a los 1000V y en menor medida los 900V. También existen algunos valores distintos de estos dos, pero son en mucha menor medida. En el gráfico a continuación, Figura 4.4, se puede observar como en muy gran medida el nivel de tensión máxima de entrada de los inversores está en 1000V (74%). Este es un valor a tener en cuenta a la hora de realizar los cálculos de una instalación solar, ya que es el máximo valor admisible de entrada que se puede tener sin que el inversor y muchos de los demás componentes puedan llegar a sufrir daños muy graves.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

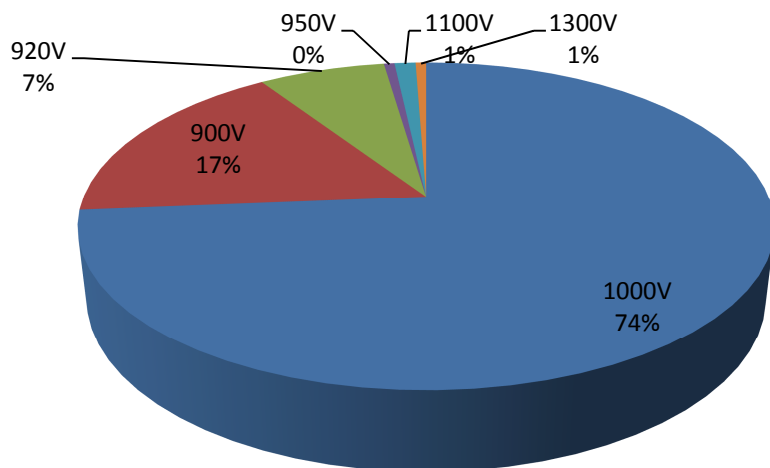


Fig. 4.4 Distribución del número de diferentes modelos de inversores según su tensión máxima de entrada.

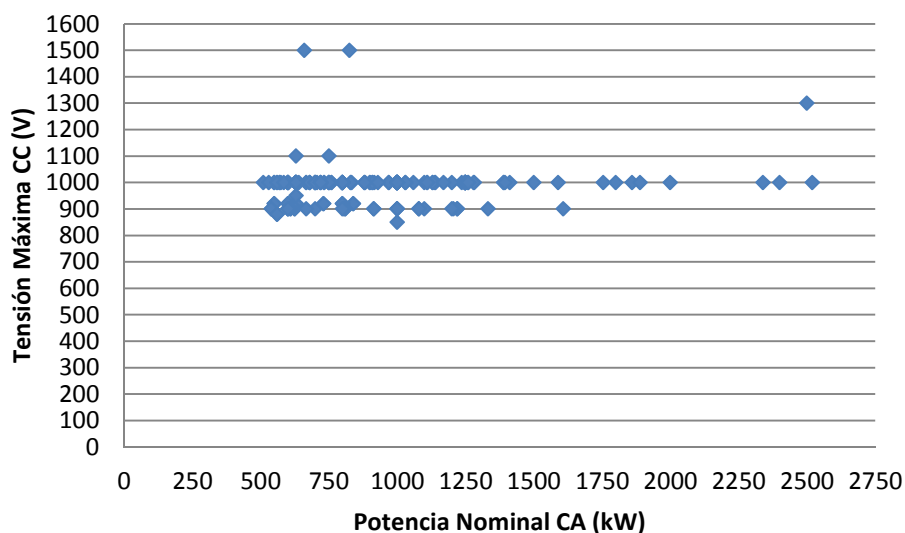


Fig. 4.5 Tensión máxima de entrada al inversor respecto a la potencia nominal de salida.

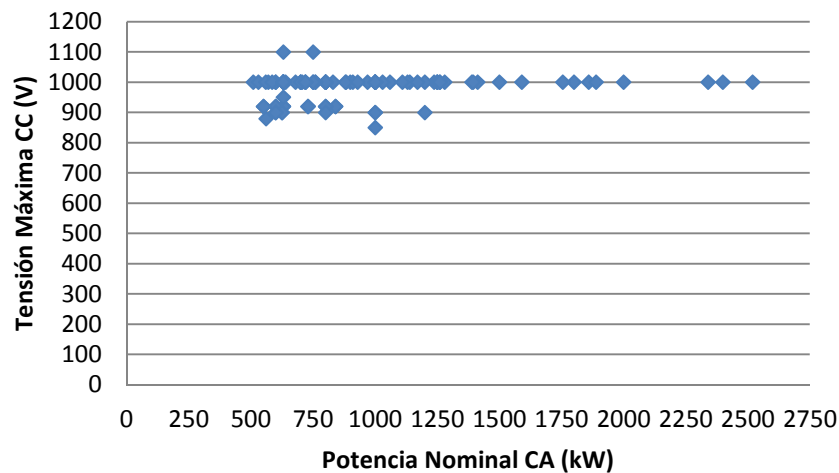
La tensión máxima y la corriente máxima mantienen una relación directamente proporcional, la potencia máxima. En la siguiente grafica se muestra dicha dependencia:

De acuerdo a los valores máximos de tensión de entrada que se pueden ver en la Figura 4.5, el rango de tensión es medianamente amplio y está comprendido entre 850 y 1500 V. Esto nos indica que para el mismo número de serie de módulos fotovoltaicos no pueden ser instalados igualmente para todos los inversores.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

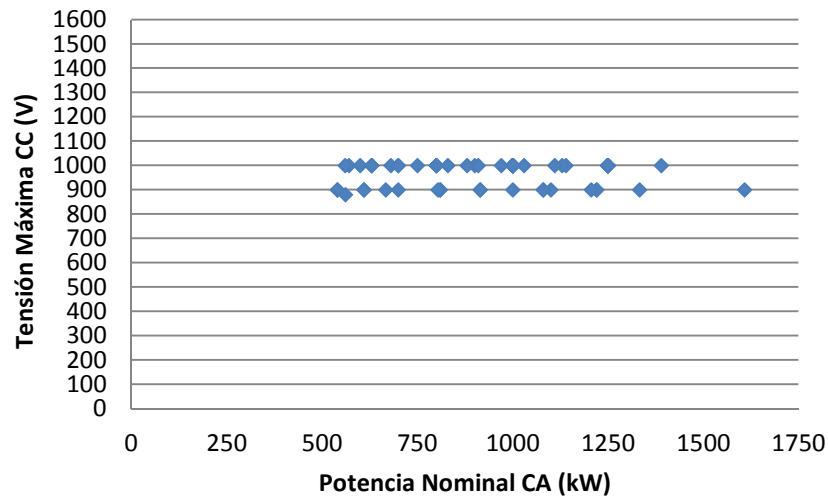
Además se puede deducir de la gráfica que no hay relación entre la tensión máxima de entrada y la potencia nominal de salida de los inversores. Lo cual quiere decir que para una misma tensión podemos tener distintos valores de potencia (altos valores de tensión con bajos valores de potencia). Todo depende de la topología usada por cada inversor.

Por otro lado, analizando el rango de tensión máxima según sus diferentes opciones de transformadores: TL (Transformerless), LF, HF; Figura 4.6 a-c, respectivamente. Observando los gráficos, podemos observar los rangos de estos: Para inversores desprovistos de transformador (TL) (850-1100); para inversores con transformador de baja frecuencia (LF) (880-1000) y por último para inversores con transformadores de alta frecuencia (HF) (875-1500). Como podemos comprobar, no existe una relación entre la tensión máxima y las diferentes opciones de uso de transformadores en inversores, ya que podemos tener el mismo nivel de tensión máxima para inversores TL como para LF o HF.

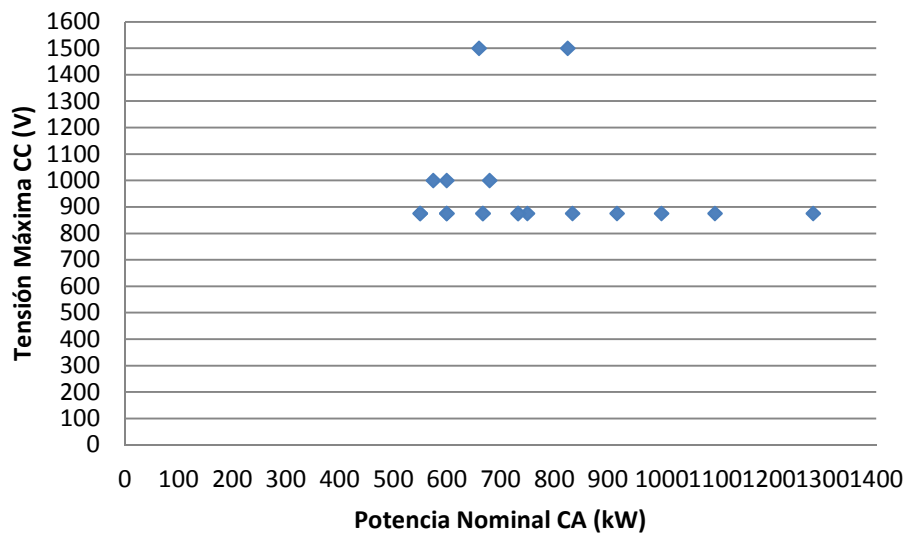


(a)

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES



(b)



(c)

Fig. 4.6 (a) Tensión máxima de entrada para inversores sin transformadores, TL. (b) Tensión máxima de entrada para inversores con transformador de baja frecuencia, LF. (c) Tensión máxima de entrada para inversores con transformador de alta frecuencia, HF.

5.3.2 Tensión máxima y corriente máxima frente a la potencia máxima

Como sabemos, los parámetros de tensión y corriente tienen una relación directamente proporcional, obteniendo el valor de la potencia máxima.

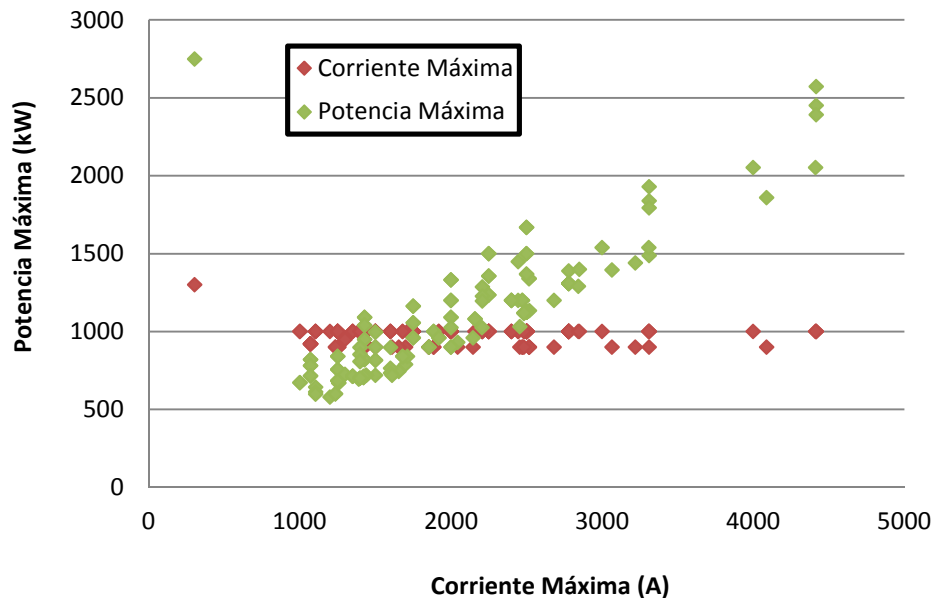


Fig. 4.7 Corriente máxima y potencia máxima de entrada.

Como se ha visto anteriormente, los valores de la corriente máxima oscilan entre 304 y 4416 A.

La gráfica de arriba muestra la relación directamente proporcional que existe entre la tensión y la corriente para proporcionar los correspondientes valores de potencia, valores verdes. En la serie verde se puede apreciar como los valores de potencia máxima están comprendidos entre los 580 kW y los 2750 kW, según las otras dos variables mencionadas.

Basándonos en la definición de potencia como producto de tensión por corriente, es lógico esperar que, con valores de tensión comprendidos entre los 900 y 1300 V, se precisen altos valores de corriente para obtener altos valores de potencia. A su vez, si realizamos el producto de $V_{\text{máx}} \times I_{\text{máxima}}$ tendremos unos valores de potencia mayores a la propia $P_{\text{máx}}$ de entrada al inversor.

5.3.3 Tensión en el punto de máxima potencia (MPPT)

Otro parámetro interesante a tener en cuenta en el análisis de inversores, es el valor de la tensión de entrada en el punto de máxima potencia ($V_{min\ MPPT}$ y $V_{max\ MPPT}$).

Como primera medida decir que hoy en día todos los inversores del mercado tienen incorporado un módulo el cual realiza un seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) del generador fotovoltaico. Si los inversores no operaran en el punto de máxima potencia MPP, la instalación presentaría pérdidas durante la producción de energía.

Los MPP se caracterizan por valores ya sean de tensión o corriente. Por lo que para que haya versatilidad, se puede conectar una combinación diferente de módulos fotovoltaicos al inversor, ya que un mismo inversor puede estar compuesto de más de un MPPT. De esta forma para cada inversor habrá un rango de tensión para el cual el MPPT será el adecuado. Este rango está definido entre dos valores, el mínimo y el máximo valor de tensión de MPP.

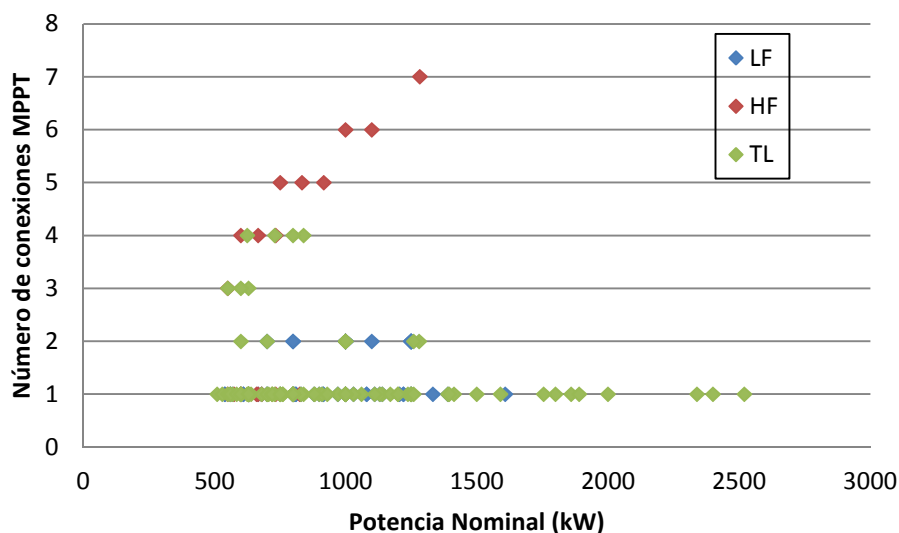


Fig. 4.8 Relación entre el número de conexiones MPPT y la potencia nominal de los inversores, para cada tipo de topología de transformador.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

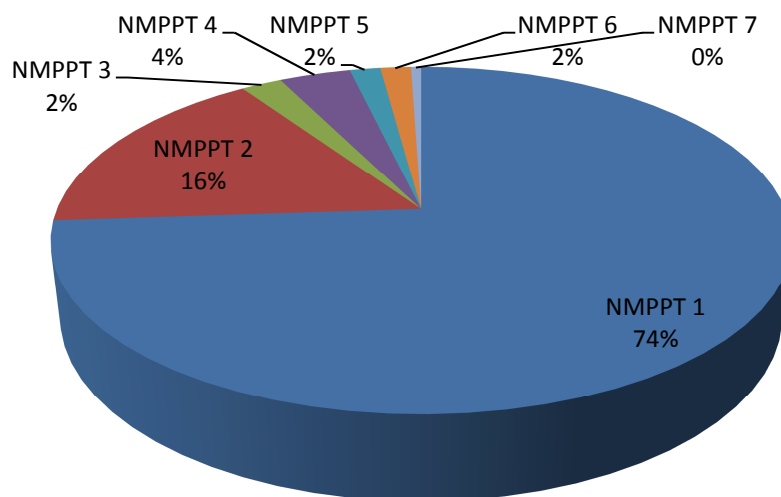


Fig. 4.9 Distribución del número de MPPT de diferentes modelos de inversores.

Como se puede ver en la gráfica 4.8, el número de MPPT de los inversores no está relacionado con su potencia nominal; ya que la distribución es muy heterogénea y podemos tener muchas conexiones de MPPT con bajos niveles de potencia. Así y todo, podemos tener inversores de alta potencia, con un solo MPPT, como nos muestra el gráfico.

Si ahora nos centramos en la Figura 4.9, observamos como la tendencia de la mayoría de los inversores analizados, tienen solamente un MPPT. La ventaja de estos es que son más económicos puesto que su tecnología es para una sola cadena de paneles conectados al inversor. Por otro lado, solo se puede controlar una cadena de paneles, y como sabemos, cada panel tiene su propia curva I-V lo que puede dar distintos niveles de potencia para todo el conjunto debido a sombras, tolerancia de fabricación, etc. Esto desencadenaría a que algunos paneles trabajen debajo de su MPP y por lo tanto obtendríamos una pérdida de potencia. Para mejorar estas pérdidas de potencia se han colocado más de un MPPT en inversores, logrando que cada MPPT controle una cadena distinta de paneles y obteniendo así una mejora considerable en cuanto a la potencia generada por cada cadena.

Para el resto de inversores el número de MPPT disponibles, analizándolos de la gráfica 4.9 de mayor a menor, son de 2, 4, 3, 5, 6 y un solo inversor con 7 MPPT.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

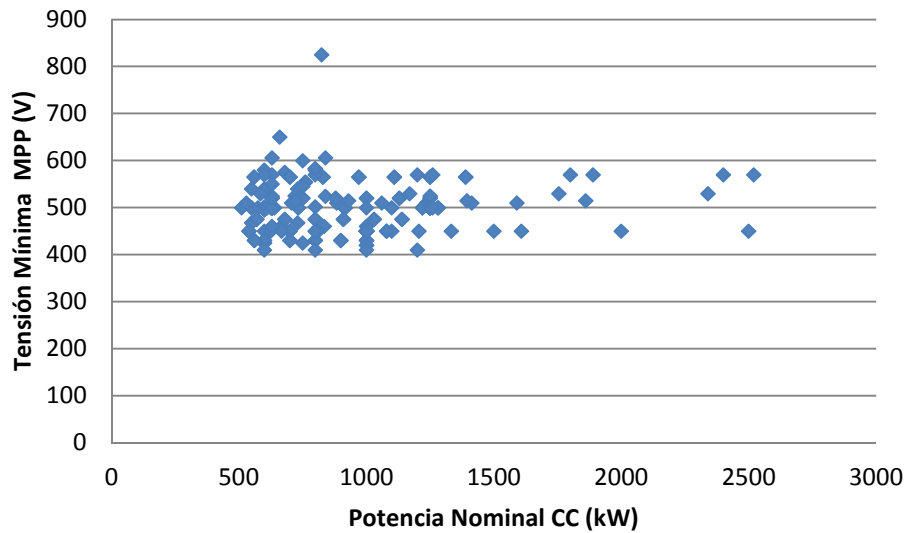


Fig. 4.10 Tensión mínima MPP y potencia nominal de entrada.

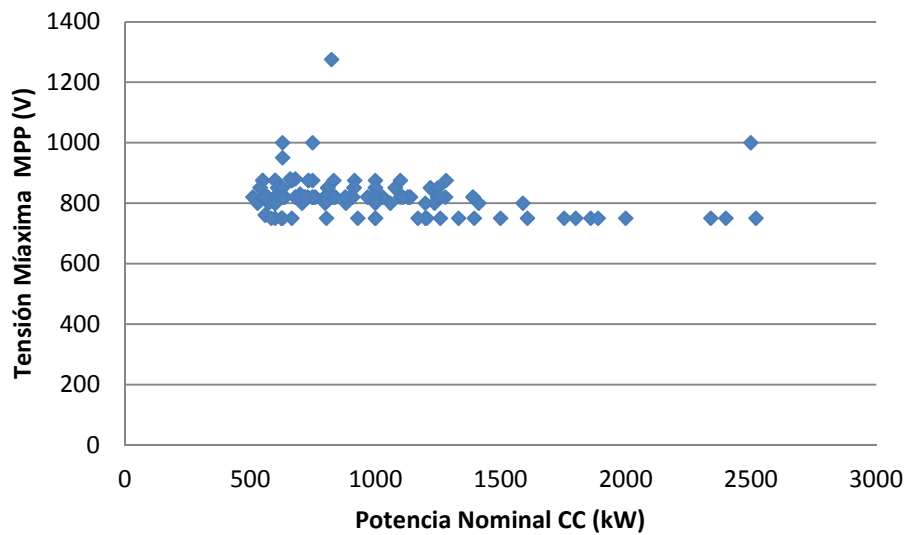


Fig. 4.11 Tensión máxima MPP y potencia nominal de entrada.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

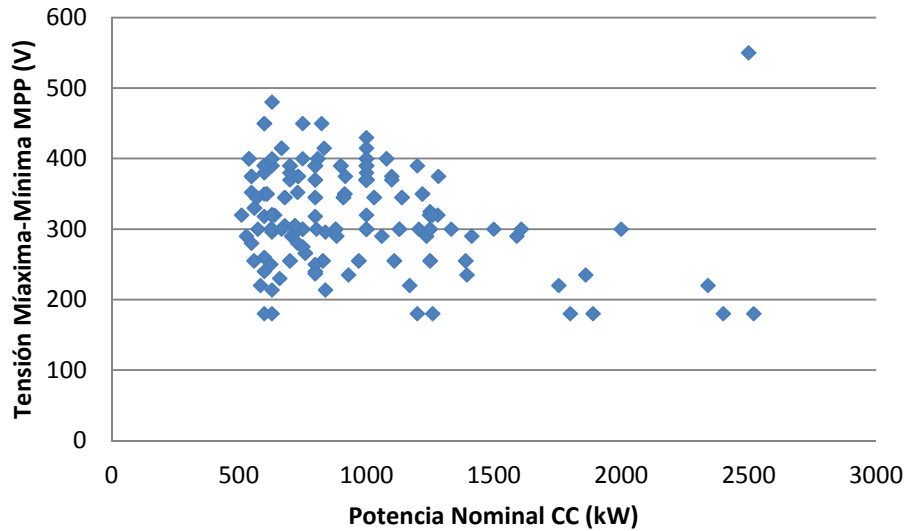


Fig. 4.12 Diferencias entre la tensión máxima-mínima en el MPP y la potencia nominal de entrada.

De la gráfica 4.10, se puede ver como el mínimo valor de tensión por el MPP fluctúa entre 410 y 825 V. Y al mismo tiempo, los valores máximos de tensión en el MPP fluctúan entre 750 y 1275 V, gráfica 4.11. Siendo para la primera gráfica, ($V_{min \text{ MPPT}}$) los valores diferentes unos de otros y no concentrados. Mientras que para la segunda ($V_{max \text{ MPPT}}$) los valores más concentrados están en torno a los 780 y 800V. Esto nos sugiere que los inversores pueden ofrecer su máxima potencia con una mayor flexibilidad.

Además en la gráfica 4.12 podemos comprobar las diferencias entre los valores máximos y mínimos de la tensión en el MPP ($V_{min \text{ MPPT}}$ y $V_{max \text{ MPPT}}$), y la tensión nominal de entrada. Estos valores fluctúan entre los 180 y 550 V, y de lo cual podemos comprobar que existe mucha heterogeneidad entre ellos, lo que quiere decir que los valores de potencia son totalmente independientes de los valores de tensión de MPPT de los inversores.

La comparación de estos datos facilita la comprensión en cuanto a lo que respecta al MPP. No se alcanza el valor de máxima potencia partiendo de la premisa de que para ello sea necesaria la máxima tensión de entrada en el inversor, (de hecho, y tal y como demuestran las gráficas, los valores de tensión a los que se alcanza la máxima potencia a la entrada del inversor son inferiores a los valores máximos de la tensión de entrada al mismo), sino que se obtiene del rastreo de parámetros de tensión y corriente para los cuales se cumple esa condición.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Los valores que se han extraído de las gráficas analizadas, nos muestran la importancia del MPPT como parámetro de entrada al inversor en la búsqueda de la potencia máxima del inversor y por lo tanto, mejora de su rendimiento.

Ya que anteriormente se han analizado diferentes parámetros respecto de la tensión MPPT, ahora se realizará una comparación entre varios de los parámetros más importantes respecto de las tensiones MPPT ($V_{min\ MPPT}$ y $V_{max\ MPPT}$), como son la tensión nominal de entrada (V_{nom}), tensión mínima nominal de entrada (V_{min}) y la tensión máxima de entrada (V_{max}).

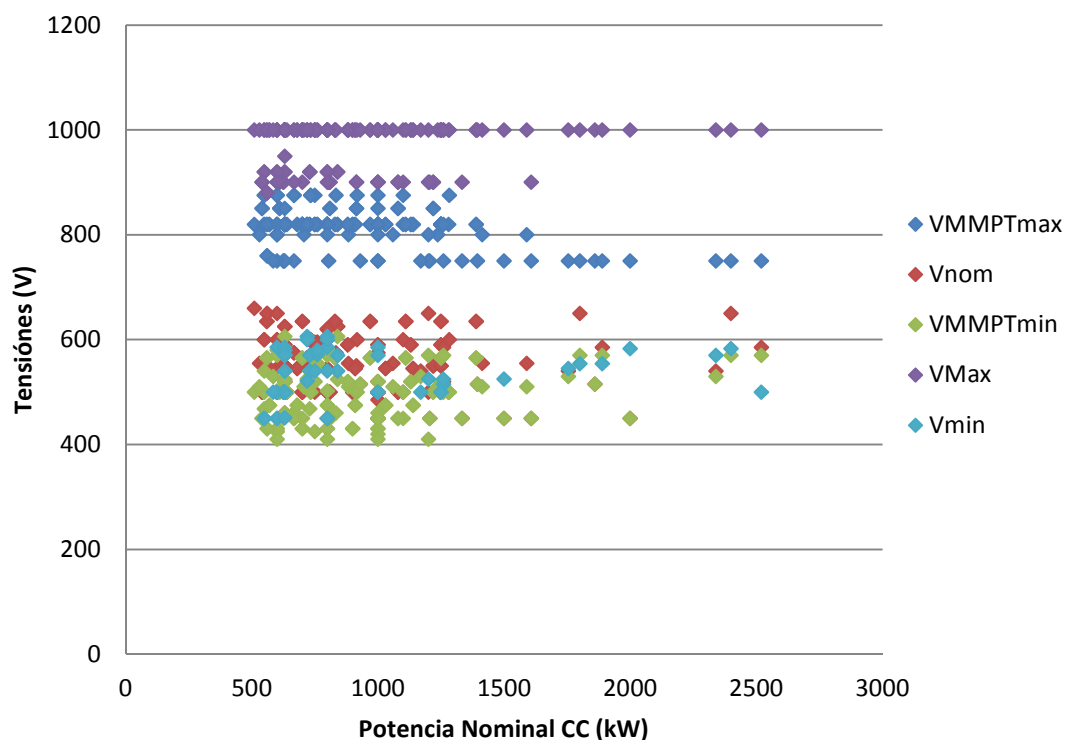


Fig. 4.13 Análisis de las tensiones mínimas y máximas nominales, y las tensiones en el punto de máxima potencia (MPPT) mínimas y máximas; respecto de la potencia nominal de entrada.

En la Figura 4.13 podemos observar una comparativa entre estas cuatro tensiones que nos importa a la hora de realizar un análisis de un inversor fotovoltaico. Si nos fijamos bien, podemos comprobar como la tensión mínima nominal (V_{min}) y la tensión mínima en el punto de máxima potencia ($V_{min\ MPPT}$), son prácticamente idénticas. Los valores más habituales para la tensión mínima nominal de entrada corresponde a 500-550V, mientras que para la tensión mínima en el MPPT está comprendida entre 450-520V. Lo cual quiere decir que los inversores trabajaran con una tensión mínima nominal en el punto mínimo de máxima potencia sin ningún problema alguno.

Para el caso de las tensiones máximas los valores son distintos y no coinciden como en el caso de las tensiones mínimas. Si se observa la gráfica, los puntos de las tensiones máximas del MPPT están por debajo de los valores de tensiones máximas nominales. Los valores más comunes de estas son 750 y 820V para $V_{max\ MPPT}$, mientras que 900 y por sobre todo 1000V para V_{max} . Estas disposiciones de valores son prácticamente paralelas, lo que significaría que con el máximo valor de tensión obtenido por el MPPT estaría por debajo de los valores de tensión máxima establecidos por cada inversor, y normalmente, la diferencia existente entre $V_{max\ MPPT}$ y V_{max} estaría en torno a los 150V, lo que deja un margen de seguridad para el inversor.

5.3.4 Potencia Umbral

La potencia umbral, es la mínima potencia a la que el inversor comienza a trabajar. Es un valor que no muchos tienen en cuenta puesto que no les parece importante. Sin embargo desde el punto de vista del análisis de un inversor es un valor importante ya que es el mínimo valor necesario para comenzar a operar y por lo tanto, entregar energía a la red.

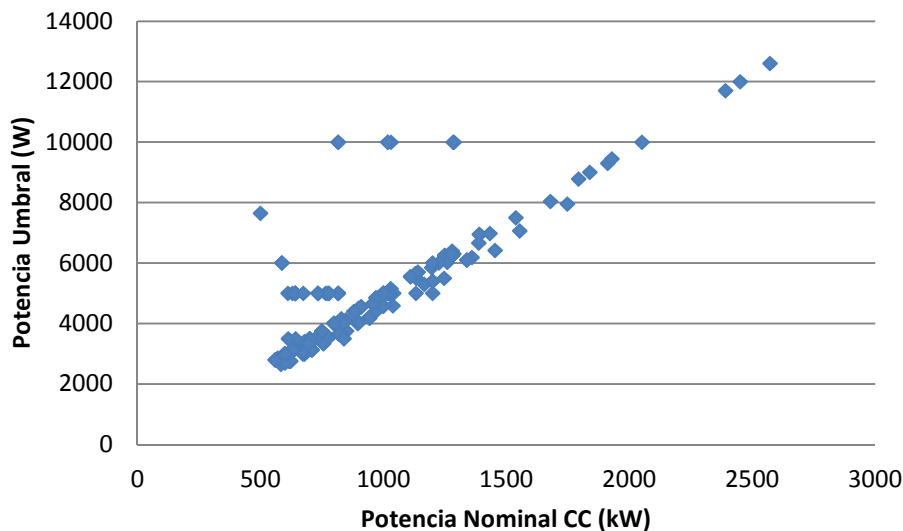


Fig. 4.14 Potencia Umbral de entrada y potencia nominal de entrada.

En la Figura 4.14 se puede observar la dependencia existente entre los valores de potencia umbral y potencia nominal de entrada al inversor. Tener en cuenta que los valores de potencia umbral se miden en vatios (W), mientras que los de potencia nominal están en kilovatios (kW).



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Si realizamos un rápido análisis de la gráfica, podemos ver con toda claridad como a la vez que el valor de la potencia nominal del inversor crece, también lo hace el de la potencia umbral necesaria para que el inversor pueda comenzar a funcionar.

Los valores de potencia umbral están entorno al 0,4 – 1% del valor de la potencia nominal de entrada. A continuación se detallan los porcentajes para cada compañía:

- Bonfiglioli: 0,44%
- Converteam: 0,48%
- Dasstech: 0,5%
- Emerson Control Techniques: 0,45%
- Green Power: 0,5%
- Helios Systems: 0,49%
- Ingeteam: 0,44%
- Kaco: 0,416%
- LTi Reenergy: 0,45%
- Power Electronics: 0,5%
- Santerno: 1,02%
- Satcon: 0,96%
- Siemens: 0,489%
- SMA: 0,61-0,98%
- Vacon: 0,5%
- W2PS: 0,64%

Como se puede observar la mayor parte de las empresas optan por un valor en torno al 0,5% de la potencia nominal. Lo que quiere decir que para cada distinto valor de potencia nominal se tiene un distinto valor de potencia umbral del inversor. Sin embargo en el caso de otras empresas como es el caso de SMA, los valores de potencia umbral son dos, 5000 y 10000W; el primero va hasta un valor de potencia nominal de 816kW, mientras que el otro ocupa los valores de potencia superiores. Es por esto que en el caso de SMA los porcentajes de oscilan entre el 0,61 y los 0,98% de la potencia nominal del inversor.

5.4 Parámetros de salida

Los parámetros de entrada vistos anteriormente, están relacionados directamente con el generador fotovoltaico, es decir, con la disposición, número y eficiencia de los módulos fotovoltaicos que a su vez se conectan al lado de continua del inversor, por lo que estos valores dependen de instalaciones externas al mismo.

Los parámetros de salida de un inversor dependen de la topología interna del mismo, del número y tipo de protecciones de que dispone, del rendimiento que ofrece, etc. Por ello, es importante, no solo relacionar los parámetros de entrada con los de salida, sino especificar y analizar otros aspectos intrínsecos al inversor en estudio, así como prestar atención a los valores de los parámetros de salida de manera independiente.

Los parámetros a analizar serán los siguientes: La potencia nominal, potencia máxima, corriente nominal, corriente máxima, tensión de salida y los tipos de fases y frecuencia a la que trabajan.

De la Figura 4.14 es posible ver la distribución para los ciento ochenta y ocho modelos de inversores respecto de su potencia nominal de salida (CA).

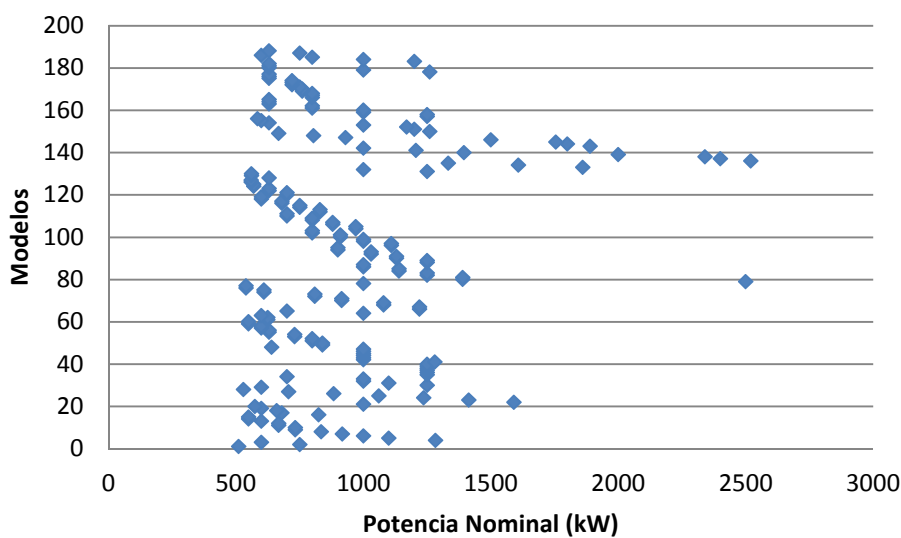
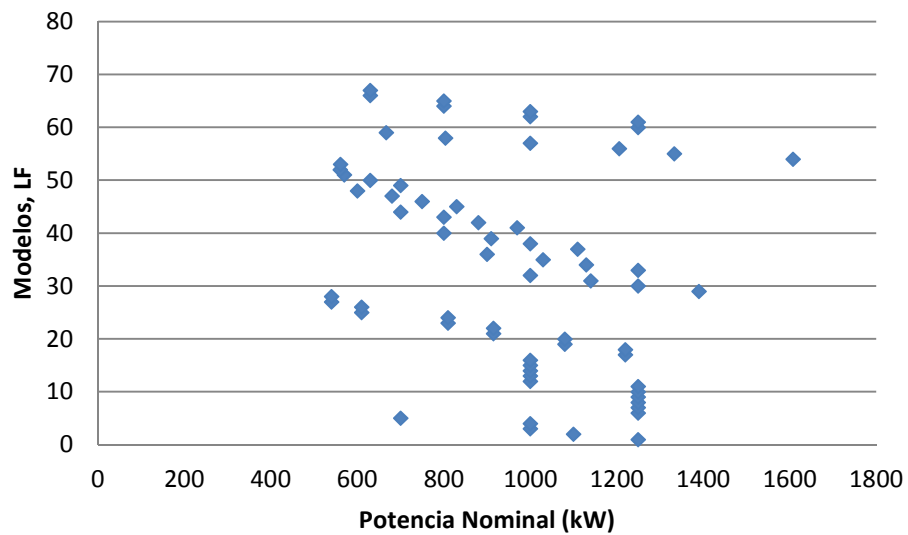


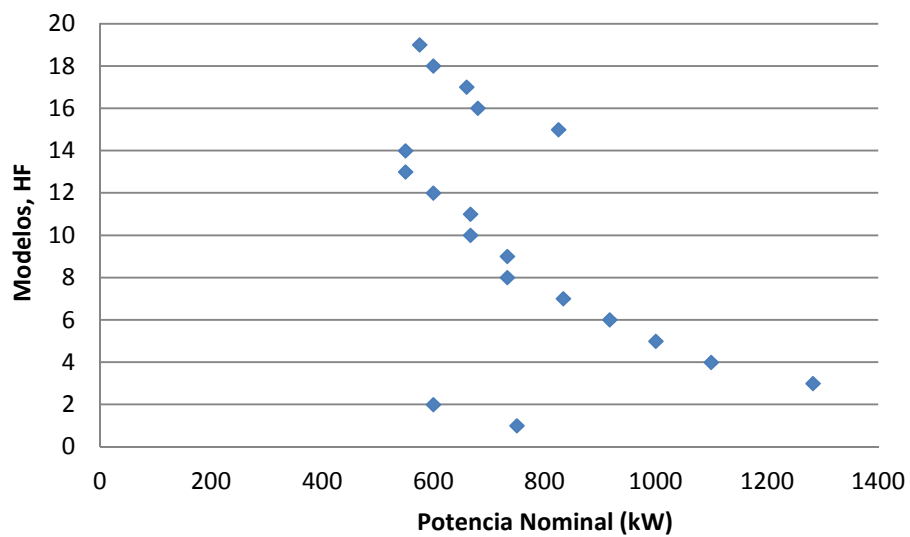
Fig. 4.14 Distribución de los modelos en función de la potencia nominal de salida (CA).



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

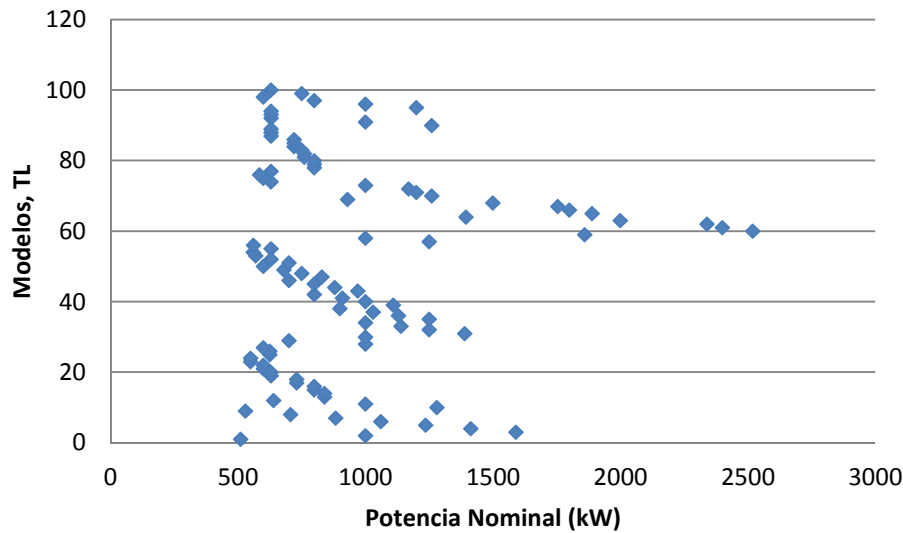


(a)



(b)

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES



(c)

Fig. 4.15 (a) Distribución de los modelos de inversores en función de la potencia nominal de salida para inversores con transformador de baja frecuencia “LF”. (b) Distribución de los modelos de inversores en función de la potencia nominal de salida para inversores con transformador de alta frecuencia “HF”. (c) Distribución de los modelos de inversores en función de la potencia nominal de salida para inversores desprovistos de transformadores “TL”.

Para el caso de la Figura 4.15, se muestra la distribución de los distintos modelos de inversores según sus topologías de transformador y potencia nominal de salida. Como se puede observar de las gráficas, (tanto de la 4.14, como de la 4.15), la distribución es muy heterogénea, ya que los valores de potencia pueden ser bajos o altos indistintamente de la topología transformadora que se use.

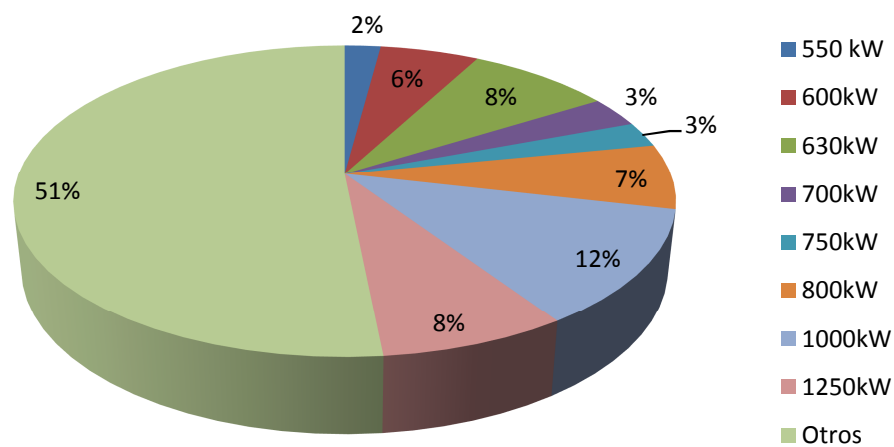
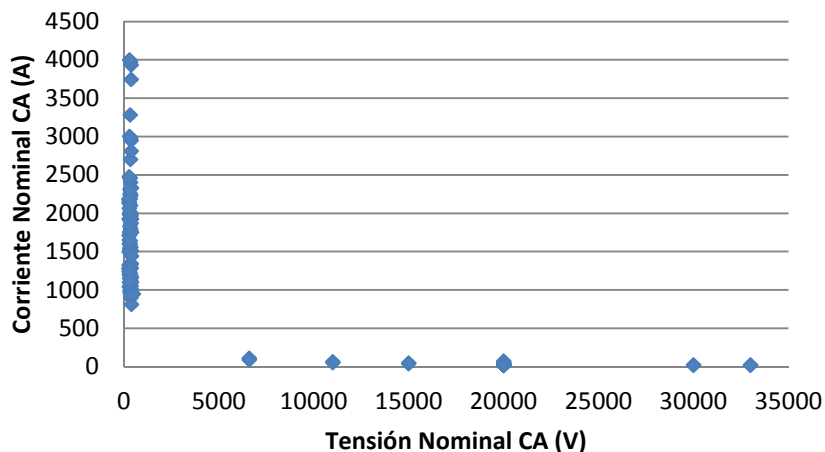


Fig. 4.16 Distribución del número de modelos (%) según su potencia nominal.

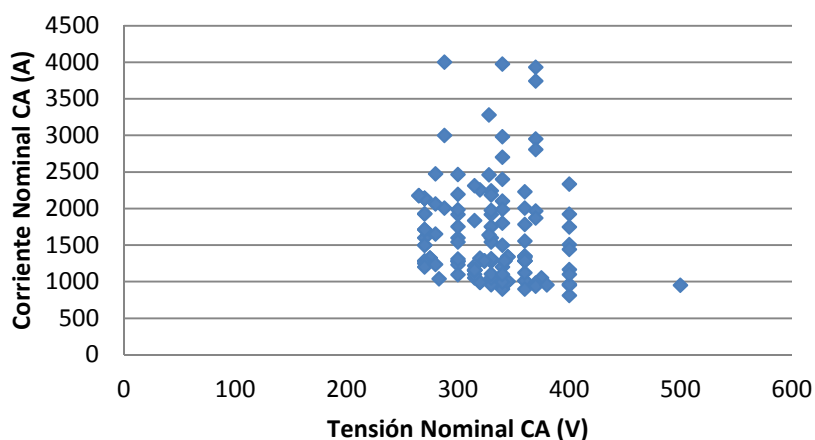
Además de la Figura 4.16 se puede ver que de la mayoría de los inversores estudiados, hay ocho valores que se distinguen entre el resto. A su vez se ve como la mayoría se encuentra en valores altos de potencia entre los 800 y 1250kW. El máximo número de modelos para la misma potencia corresponde a 1000kW, con veintitrés modelos (lo que representa un 12%), seguido por inversores de 630 kW con dieciséis modelos (8%) y 1250 kW con quince modelos (8%).

5.4.1 Tensión y corriente nominal

Los valores de tensión y corriente de salida en un inversor son parámetros muy importantes, ya que estos nos darán el valor de la potencia del inversor y por lo tanto lo que se entregará a la red de distribución. Es por esto que se analizaran primeramente estos dos valores.

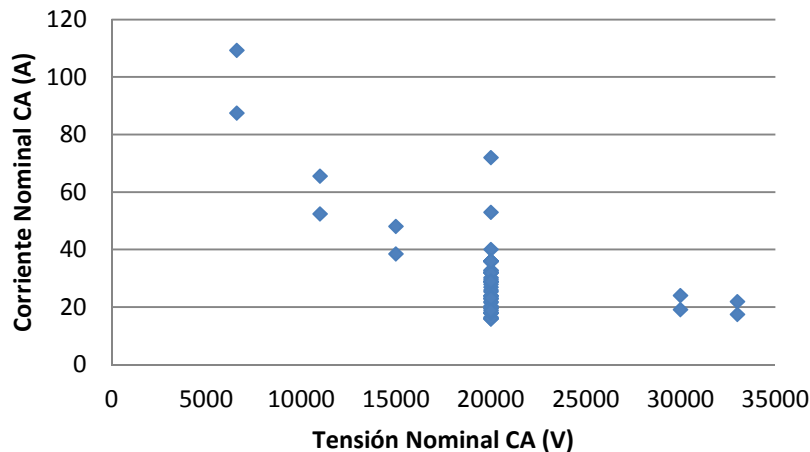


(a)



(b)

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES



(c)

Fig. 4.17 (a) Tensión y corriente nominal de salida. (b) Tensión y corriente nominal de salida, solo con valores de tensiones menores a 1 kV. (c) Tensión y corriente nominal de salida, con valores de tensión superiores a 1kV.

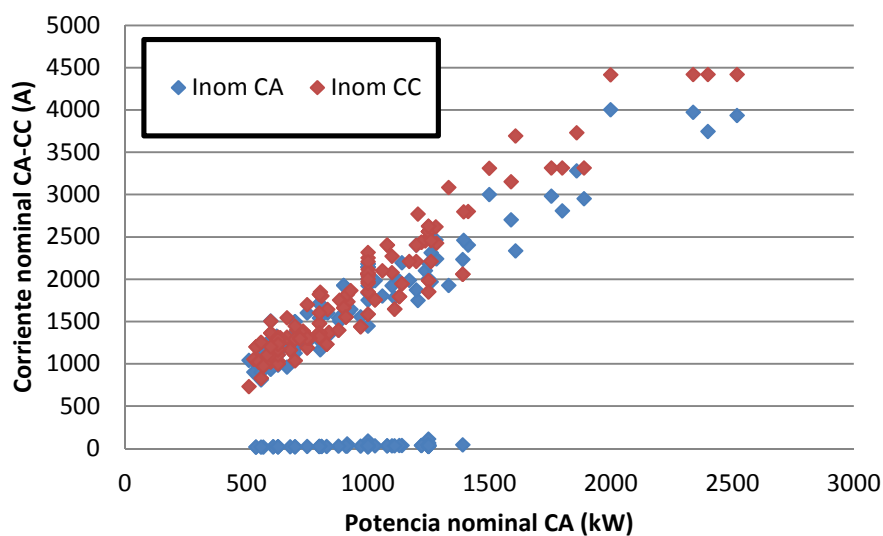
De los gráficos superiores se puede ver como en el caso de la Figura 4.17 (a) la distribución de los valores de tensión y corriente tiene valores muy diferentes. Es por esto que se han analizado en dos gráficas separadas, la primera con valores de tensión inferior a 1kV y la otra con los valores superiores a este. Para el caso de la Figura 4.17 (b), la distribución de los valores de tensión está situada entre los 265 y 500 V. En el caso de los valores de intensidades, el rango es mucho mayor estando estos comprendido entre los 810 y 4000 A. A pesar de que los valores son heterogéneos y formando prácticamente una nube, se encuentra una mayor concentración en valores tales como 33-330 V y 1000 A.

Para la Figura 4.17 (c), se aprecia una distribución mucho más heterogénea con valores de tensión comprendidos entre los 6600 y 33000 V, y corriente entre 16 y 109,3 A. Aunque existe una clara tendencia en una tensión de 20000V, lo cual coincide con inversores provistos de transformadores de baja frecuencia. También cabe destacar que todos los inversores analizados por encima de una tensión de 1kV están dotados de transformadores de baja frecuencia, siendo estos 58.

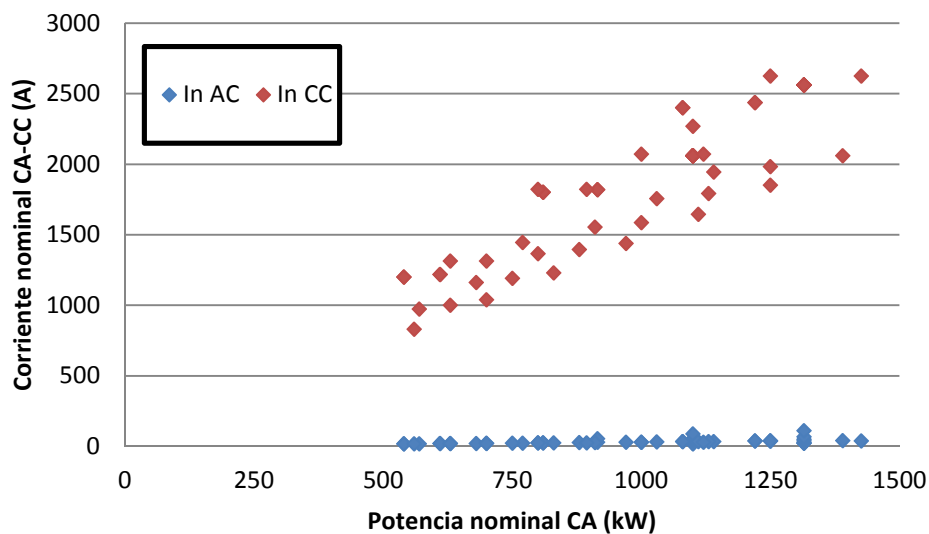
5.4.2 Corrientes nominales de salida y entrada respecto de la potencia nominal

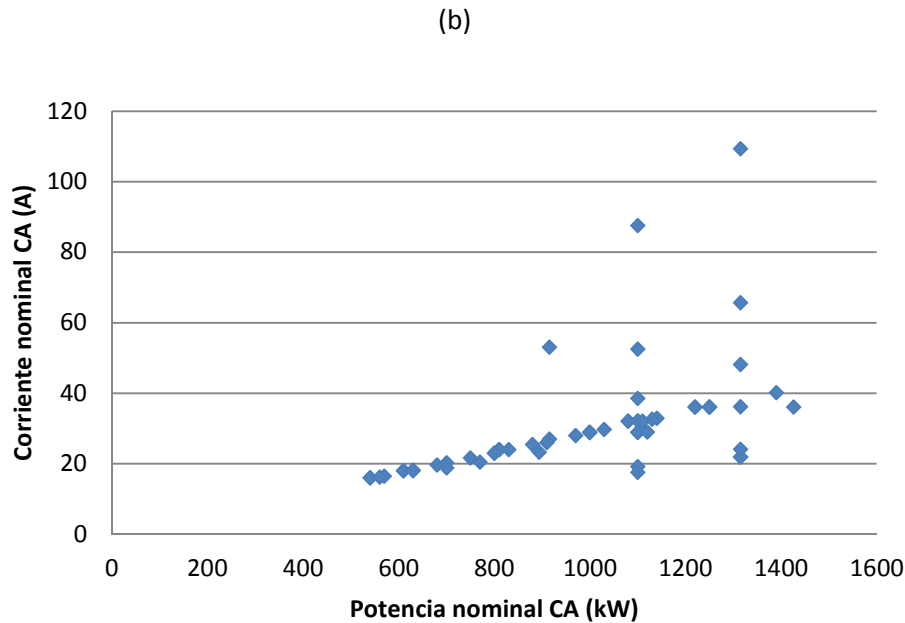
A continuación se analizarán las corrientes de entrada y salida de los inversores respecto de su potencia nominal de salida.

Las corrientes son un punto importante a tener en cuenta a la hora de realizar una instalación fotovoltaica. A pesar de esto, no son un valor relevante en cuanto al funcionamiento de los inversores. Sin embargo, hay datos que hay que tener en cuenta ya que son interesantes.



(a)



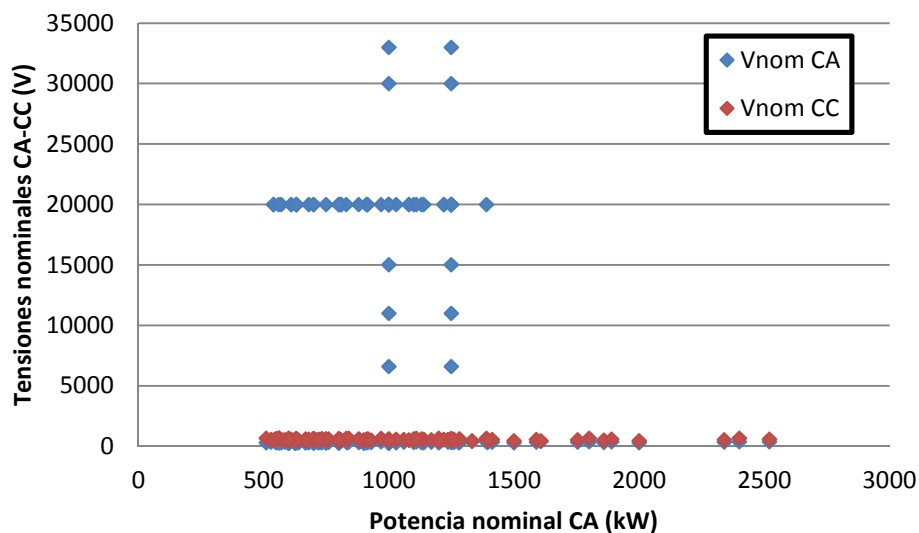


de potencia, llegando a ser la diferencia mínima y máxima de estas corrientes de 813,84 y 2588 A respectivamente.

En el punto 4.4.1, en el que se ha realizado el análisis de la tensión respecto de la potencia nominal de salida, encontrábamos unos valores de tensión que diferían mucho de los demás valores de tensión por sus altos valores. Como bien sabemos el valor de la potencia viene dado por la multiplicación de la tensión y la corriente ($P=V \times I$), lo cual nos lleva a decir que si para un mismo valor de potencia, unos de los valores ya sea tensión o corriente es muy elevado, el otro tendrá que ser mucho menor para poder compensar. Los valores de tensión a los que se hacían mención en el punto anterior, decíamos que correspondían a inversores con transformadores de baja frecuencia (LF), y en nuestro caso, estos bajos valores de corriente de salida son los correspondientes a los grandes valores de tensión, con lo cual se compensarían así entre ellos.

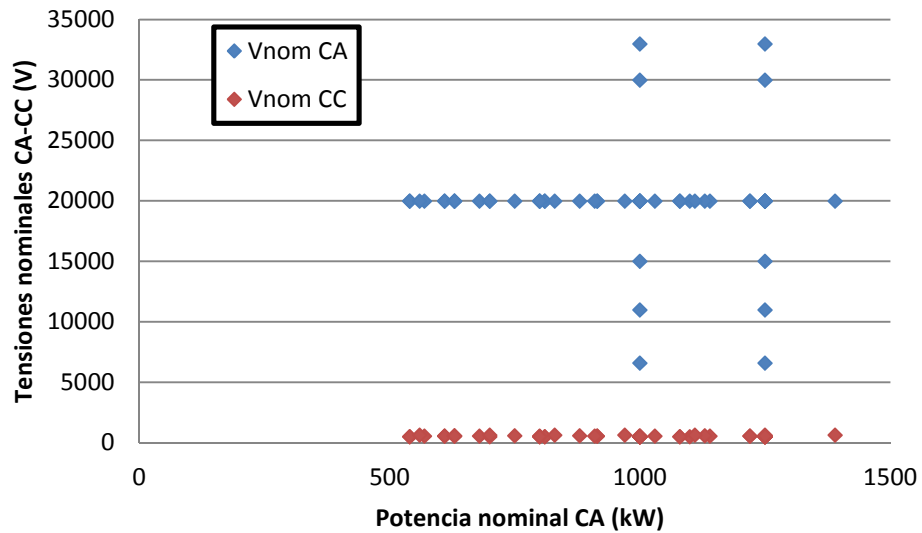
5.4.3 Tensiones nominales de entrada y salida respecto de la potencia nominal de salida

Ahora se compararán los valores de tensiones nominales respecto de la potencia nominal. Los cual nos genera el siguiente resultado.

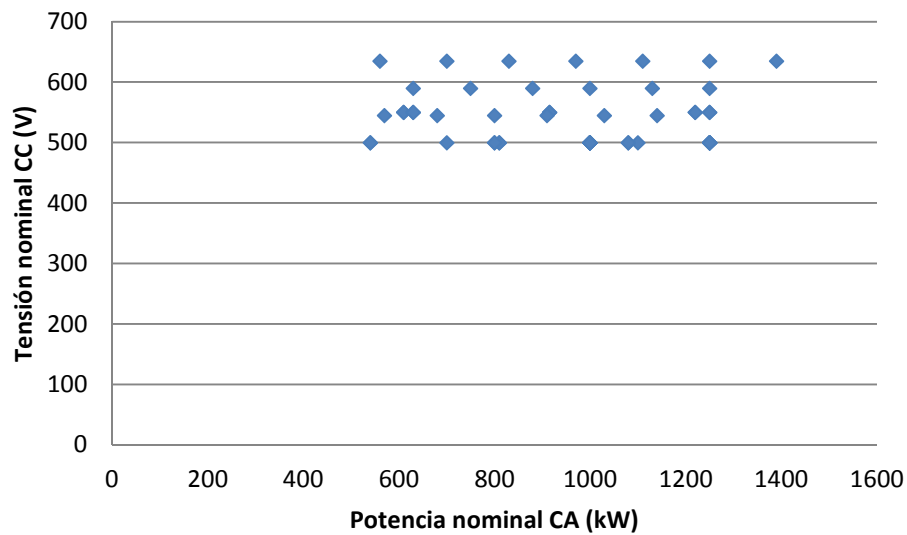


(a)

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES



(b)



(c)

Fig. 4.19 (a) Tensiones nominales CA y CC respecto de la potencia nominal CA. (b) Tensión nominal CA superior a 1 kV y tensión nominal CC, respecto de la potencia nominal CA. (c) Valores de la tensión nominal de entrada para tensión nominal de salida inferior a 1kV.

En la Figura anterior se muestra una comparativa entre las tensiones nominales de entrada y salida de los inversores respecto de la potencia nominal de salida (CA). Si nos fijamos en la primera, (Figura 4.19 (a)), vemos una clara diferencia entre las tensiones de entrada y salida, a primera vista las tensiones de salida son muy altas respecto de las de entrada,

estando estas casi sobre el eje de abscisas. Además los rangos de tensiones y potencias de salida son muy grandes, estando comprendidos entre los 265-33000 V y 510- 2520 kW respectivamente, mientras que las tensiones de entrada están entre 450-660 V.

En la Figura 4.19 (b) se encuentran plasmados los valores de tensión de salida superiores a 1kV. Vemos como los valores son muy distintos llegando a tener una diferencia de tensiones de 6100 V de mínima y 32500 V de máxima.

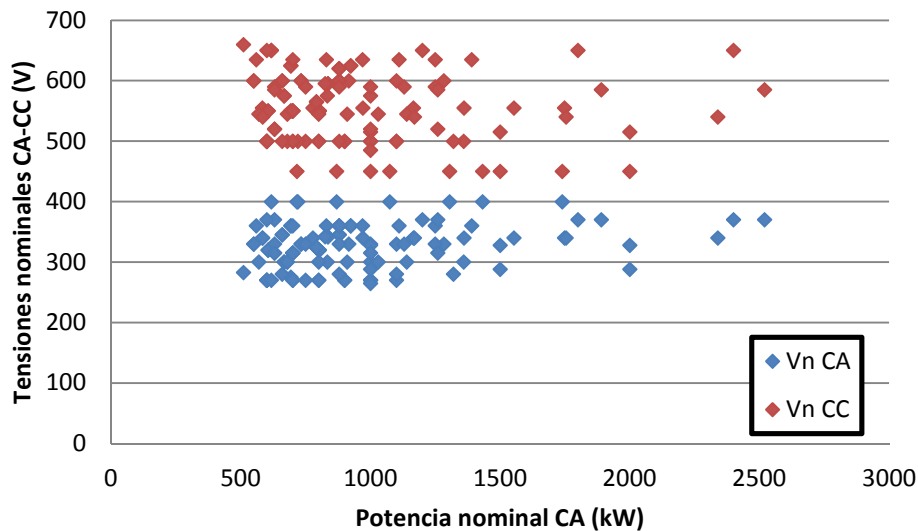


Fig. 4.20 Tensiones nominales de entrada y salida menores a 1kV respecto de la potencia nominal de salida.

En el gráfico anterior (Figura 4.20) se proporcionan los valores de tensiones menores a 1 kV con los que trabajan los inversores. Estos valores son muy distintos a los de la Figura 4.19, ya que para estos las tensiones de salida eran superiores a las de entrada, sin embargo para tensiones de salida inferiores a 1 kV vemos como es todo lo contrario siendo las tensiones de entrada al inversor superiores a las de salida. Así, la tensión de generación o entrada al inversor abarca desde los 450 V hasta un máximo de 660 V, mientras que el rango de tensiones de salida del inversor abarca desde los 265 V hasta los 400 V de máxima.

5.4.4 Tensiones MPPT mínimas y máximas respecto de Potencias nominales de entrada y salida

En incisos anteriores, se ha analizado las tensiones en el punto de máxima potencia respecto de la potencia de entrada y como es lógico, ahora analizaremos estas respecto a la potencia nominal de salida CA.

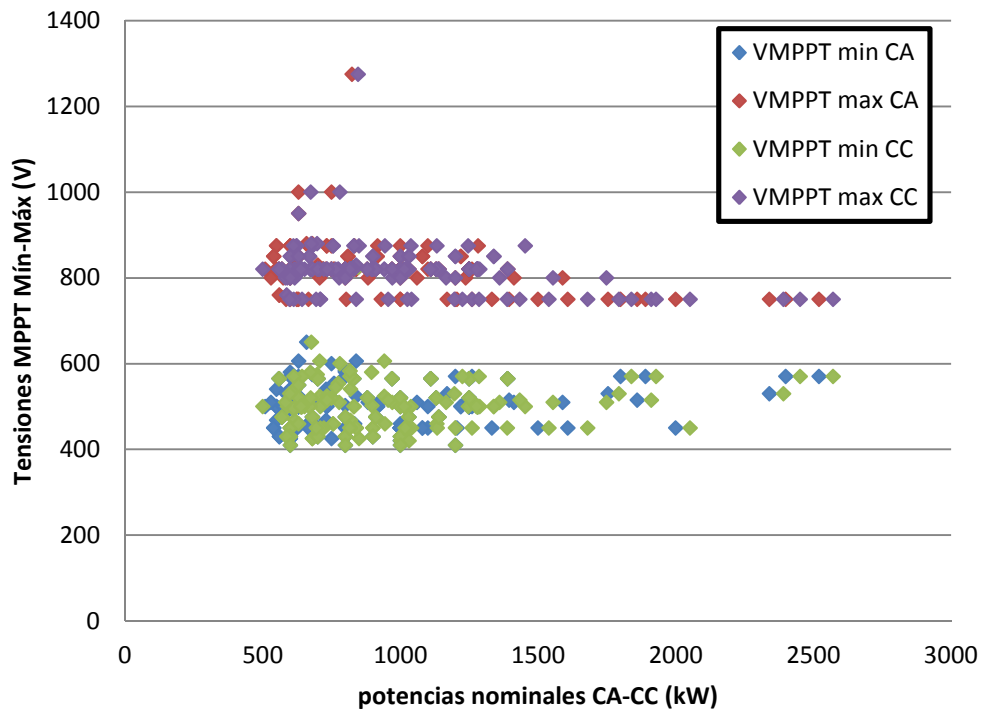


Fig. 4.21 Tensiones mínimas y máximas en el MPPT respecto de las potencias nominales entrada y salida.

Esta la Figura anterior (4.21) muestra la dependencia que se establece entre la tensión mínima en el MPP y la potencia de salida del inversor. Se puede apreciar un rango predominante entre los 430 y los 570 V. También se observa una mayor concentración de datos en los 500 V y 500-700 kW, valor con el que se obtienen diversos valores de potencia de salida. El rango de tensión mínima del MPP queda establecido entre 410 V de mínima y 825V de máximo.

Si hacemos referencia a la potencia, podemos apreciar una mayor concentración entre los 500 kW y los 800 kW, aunque se obtiene un máximo de 2520 kW.

Por el contrario, si se hace referencia a los valores máximos de tensión en el MPP, se muestra un rango mucho más definido de valores de tensión. Se observa con claridad como



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

existe una concentración de datos entre los 750V y los 820V. Además, a diferencia de los valores mínimos de tensión del MPP, los valores máximos están perfectamente concentrados en los 750 V, 800 V y 810 V. A partir de estos puntos, la gráfica muestra tres puntos atípicos en los 1000 V y 1275 V.

En cuanto a los valores de potencia, se observa un aumento progresivo, sin grandes diferencias en las potencias empleadas, aunque si puede apreciarse que abundan los valores comprendidos entre los 510 kW y los 1000 kW.

En los valores de potencia, se advierten tres puntos, aunque uno solo es el más alejado, que presenta la máxima potencia entregada por el inversor. En este caso, se corresponde con el fabricante Siemens, modelo Sinvert PVS 2520 US, con una potencia nominal entregada de 2520 kW.

A su vez, vemos como los valores de las tensiones mínimas y máximas en el MPP respecto de ambas potencias nominales (CA y CC) no difieren prácticamente una de la otra, aunque la potencia de salida de los inversores sea un poco menor que a la de entrada, esto es algo lógico ya que existen pérdidas debido al cableado, temperatura y conexión del inversor, entre otras.

Los resultados que se obtienen en el siguiente gráfico son bastante interesantes. Como se puede apreciar en la siguiente figura (Figura 4.22), los valores de tensión nominal a la salida del inversor no solo son inferiores a los de la tensión máxima de MPPT, sino que también lo son respecto a los valores de la tensión mínima de MPPT. Al tratarse de tensión nominal, podría esperarse un resultado comprendido entre ambos valores de tensión del seguimiento; sin embargo, los resultados obtenidos muestran que la máxima tensión nominal que puede entregar el inversor coincide con los mínimos valores de la tensión mínima de MPPT. Sin embargo, con la tensión nominal de entrada (CC) es diferente ya que los valores de este si se encuentran comprendidos entre los máximos y mínimos del MPP, sobre todo de los mínimos, como se ha visto en incisos anteriores (4.3.3).

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

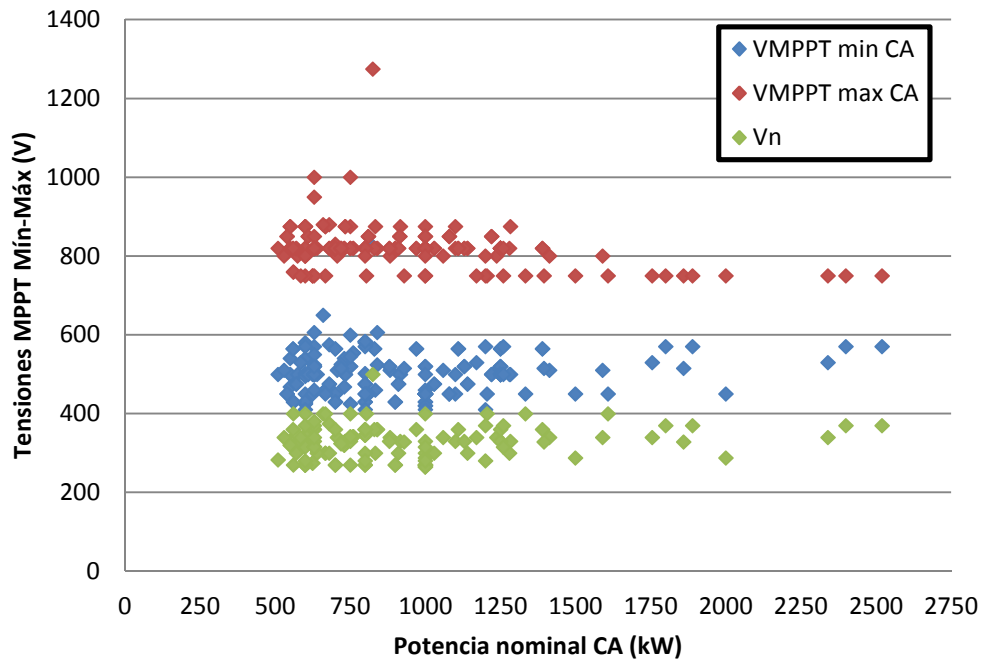


Fig. 4.22 Tensiones: nominal de salida, mínima y máxima en el MPP respecto de la potencia nominal de salida.

Esto sugiere la siguiente conclusión. La red eléctrica permite la inyección de energía procedente de una instalación fotovoltaica a 230 V de tensión. Dado que la función del inversor es adaptar los parámetros de la energía generada a los parámetros de salida, los valores de tensión en el lado de alterna deben ser próximos al valor tensión en la red eléctrica.

Para terminar de adaptar los valores de tensión de salida superiores a los 230 V, se dispondría de un transformador de media tensión, con conexión estrella-triángulo, que adapte la misma a la tensión de red, como ocurre en la mayoría de los casos y como se puede observar en este mismo capítulo (4.2), en las Figuras 4.1.3 y 4.1.4.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

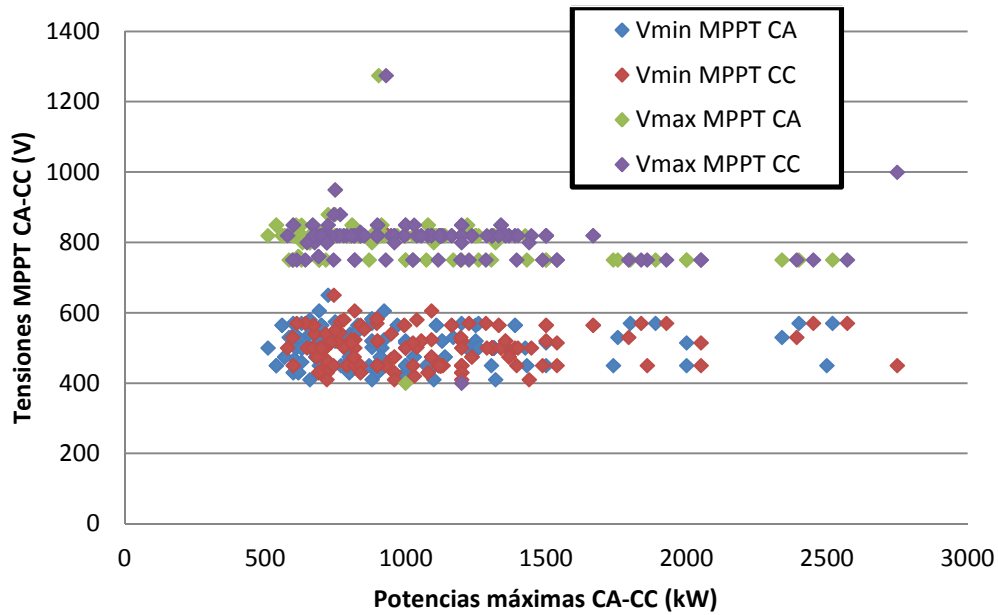


Fig. 4.23 Tensiones mínimas y máximas en el MPPT respecto de las potencias máximas de entrada y salida.

Lo mismo ocurre en el caso de comparar las tensiones mínimas y máximas del MPPT respecto con las potencias máximas tanto de entrada como de salida, como se observa en la Figura 4.23.

Esta comparación se ha llevado a cabo basándose en que el seguimiento del punto de máxima potencia tiene como objetivo alcanzar la potencia máxima a la salida, por lo que es interesante comparar los parámetros de potencia obtenidos a la entrada y a la salida del inversor. Sin embargo, en la Figura anterior (Figura 4.23), se puede apreciar que los valores máximos de potencia, en cualquiera de los dos casos, siguen la misma variación. Señalar que el valor máximo de potencia de entrada alcanza los 2750 kW, mientras que la potencia máxima de salida alcanza un valor 2500 kW, diferencia debido a las pérdidas que se producen en el inversor.

5.4.5 Rendimiento en los inversores

También ha sido analizado otro parámetro muy importante como lo es el rendimiento del inversor. La eficiencia de la conversión eléctrica se define como $\eta_{inv} = P_{CA}/P_{CC}$, donde P_{CA} es la potencia de salida del inversor y P_{CC} es la potencia de entrada del inversor. Este parámetro es muy importante ya que gestiona la energía que es mandada a la red, es decir, que tan

bueno es un inversor a la hora de transformar la energía y en qué grado afectan las pérdidas al mismo. En general, el rendimiento de los inversores a lo largo de estos años se ha visto elevado. El rendimiento (%) varía con la potencia de salida del inversor (W). En la siguiente Figura 4.24 se visualiza la curva del rendimiento de un inversor respecto de su potencia de salida y de su grado de aislamiento.

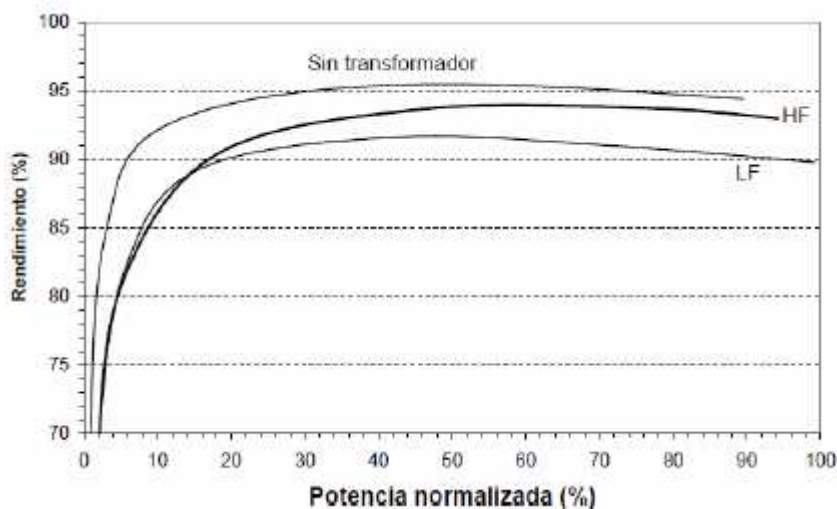


Fig. 4.24 Rendimiento de un inversor según su grado de aislamiento.

En la relación al rendimiento, tres parámetros son los más importantes y que además se encuentran en catálogos y manuales de inversores, estos son: El rendimiento máximo, el rendimiento californiano de la comisión de conversión de energía y el rendimiento europeo. Los más usados son el primero y último, por sus características más versátiles en distintas partes del mundo, ya que sus valores dependen además de aspectos internos del inversor, a aspectos exteriores como la temperatura, humedad, posición global, etc.

5.4.5.1 Rendimiento Máximo

El rendimiento máximo (%) es el máximo valor para todos los rangos de potencia (W) de cada inversor. Es un valor que por sí solo no ofrece mucha información. Porque no es igual tener un valor de rendimiento máximo para una potencia baja que para un valor alto de potencia (%). Sin embargo, en los catálogos de inversores este valor viene plasmado sin dar ningún tipo de explicación de para que potencia ha sido obtenido.

A continuación se analizarán todos los valores de rendimiento máximo de los inversores en estudio.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

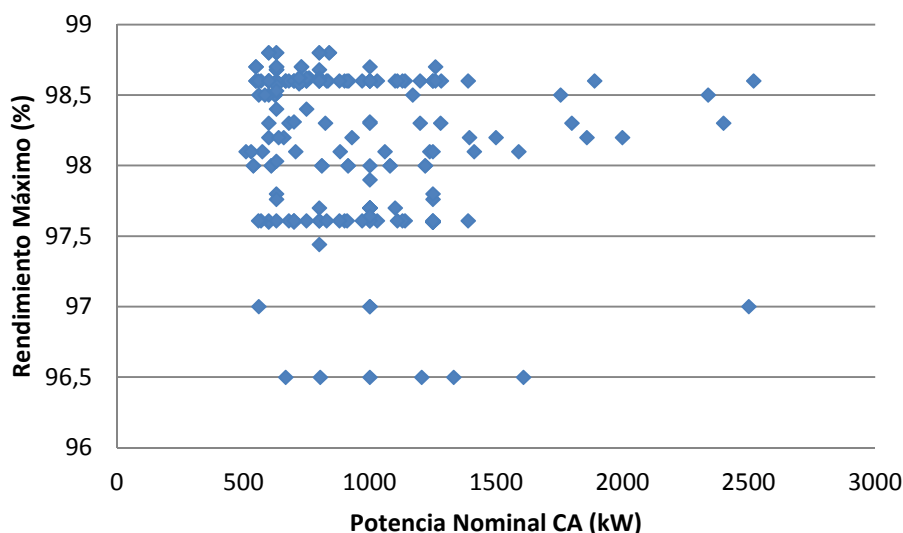


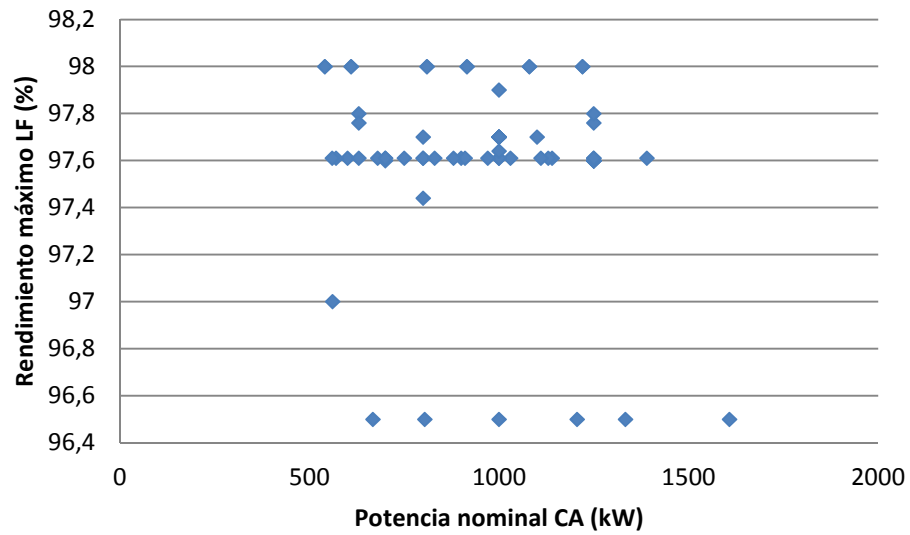
Fig. 4.25 Rendimiento máximo respecto de la potencia nominal de salida.

Como se puede apreciar en la Figura 4.25, los inversores presentan un intervalo de rendimiento comprendido entre 96,5% y el 98,8%. El resultado son valores heterogéneos formando prácticamente una nube, aunque existe una cierta confluencia entorno a los valores 97,6% y 98,6%, que corresponden a distintos valores de potencia (500-1250 kW). Lo cual nos demuestra que el rendimiento y la potencia no están relacionados directamente, es decir, que podemos tener un gran rendimiento y una baja potencia, o un gran rendimiento para un alta potencia. Esto lo podemos ver fácilmente para el máximo valor de potencia (2520 kW) que corresponde a prácticamente el máximo valor de rendimiento obtenido (98,6%); mientras que este mismo rendimiento lo obtengo para el menor valor de potencia nominal de salida estudiado (550 kW).

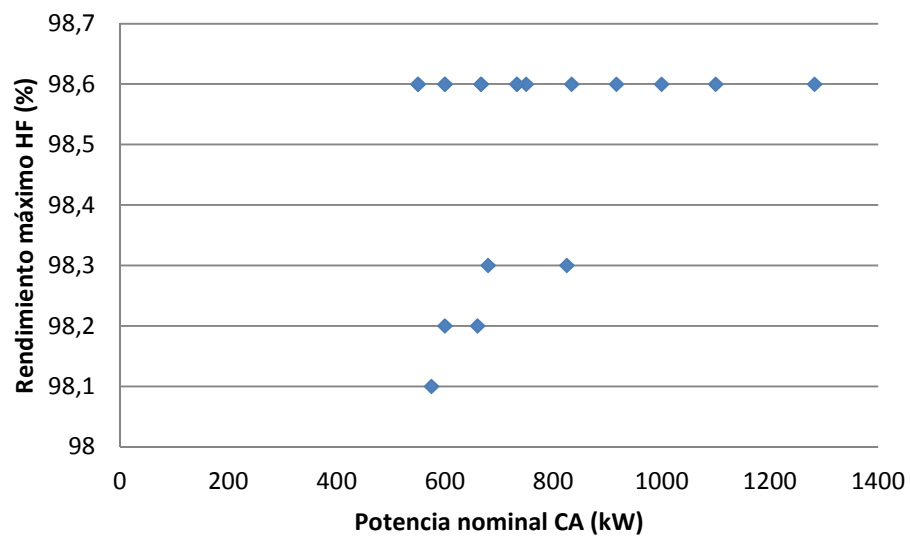
Otros valores a tener en cuenta es que para potencias superiores a 2000 kW los valores de los rendimientos están por encima del 98%, a excepción de uno solo que corresponde a 2500 kW y 97%.

Una vez visto el rendimiento máximo para todos los inversores, podemos analizarlos separadamente según su grado de aislamiento galvánico (LF, HF o TL).

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

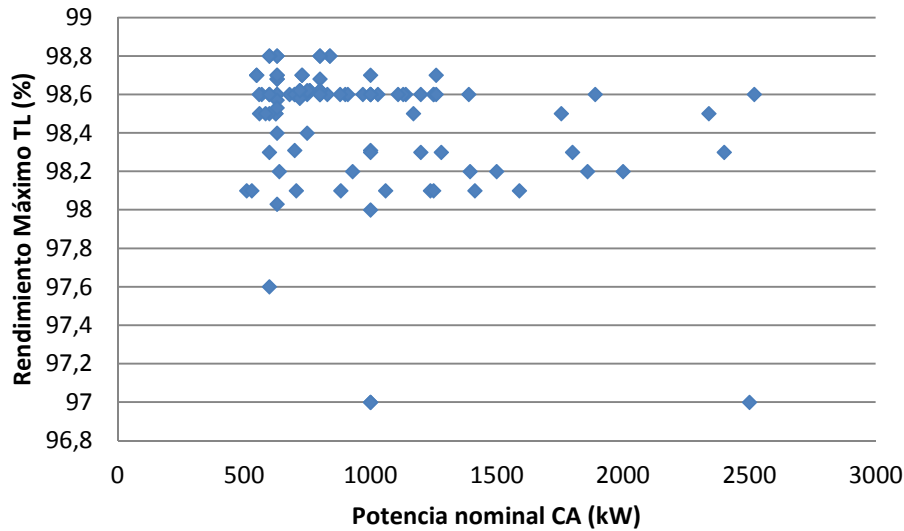


(a)



(b)

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES



(c)

Fig. 4.26 (a) Rendimiento máximo de inversores con transformador de aislamiento de baja frecuencia (LF) respecto de la potencia nominal de salida. (b) Rendimiento máximo de inversores con transformador de aislamiento de alta frecuencia (HF) respecto de la potencia nominal de salida. (c) Rendimiento máximo de inversores sin transformador de aislamiento (TL) respecto de la potencia nominal de salida.

Para el primer caso (Figura 4.26 (a)), inversores con transformador de baja frecuencia LF, se obtienen un valor mínimo del rendimiento máximo de 96,5% y uno máximo igual a 98%. Aunque hay una congregación de puntos en el 97,6% para distintos valores de potencia comprendidos entre los 660 y los 1600 kW. La mayor parte de los valores se encuentran en rendimientos superiores a los 97%, sin embargo hay otros valores que están por debajo de este lo que los hace un poco atípicos, sobre todo los seis valores que están en la línea de los 96,5% que son correspondientes a muy diferentes valores de potencia; siendo uno de estos el de mayor potencia nominal de salida. Todos estos inversores corresponden a la marca Siemens.

Para la siguiente gráfica (Figura 4.26 (b)), inversores con transformador de alta frecuencia, vemos como los datos están muy repartidos por toda la gráfica y son mucho menores que los de baja frecuencia y sin transformador; esto era de esperar ya que como se dijo al principio, son muy pocos los inversores (10%) en estudio que disponen de transformador de alta frecuencia. Se obtiene para estos inversores un valor mínimo de rendimiento igual a 98,1% y un máximo de 98,6%. A pesar de que los puntos se encuentran distribuidos en cuatro valores (98,1; 98,2; 98,3 y 98,6), se ve claramente que existe una

tendencia de estos en el valor 98,6%. Además decir que para este máximo valor de rendimiento se encuentra el mínimo y máximo valor de potencia, 550 y 1283 kW respectivamente. Otro punto importante y a tener en cuenta es que el mínimo valor de rendimiento para estos inversores es mayor que el mayor valor de inversores de baja frecuencia, (98% y 98,1%).

En canto a la última Figura (4.26 (c)), inversores sin transformador, los valores de rendimiento obtenidos son muy heterogéneos formando prácticamente una nube, sino fueran por tres valores que se encuentran fuera de esta. Dicho valores corresponden a 97% y 97,6% con potencias de 600, 1000 y 2500 kW. Los valores mínimo y máximo que se obtienen corresponden a 97% y 98,8%. Además hay una concentración de valores entorno a los 98,6% y con unos valores de potencia comprendidos entre los 550 y 1300 kW. Cabe destacar que el mayor valor de rendimiento máximo obtenido lo encontramos en inversores sin transformador y es de 98,8% para potencias de 600, 630, 800 y 840 kW.

Con todos los puntos obtenidos de las gráficas, llegamos a la conclusión de que los mayores rendimientos los obtenemos con inversores desprovistos de transformadores (TL) para potencias entre los 600 y 840 kW. A su vez los demás inversores también tienen sus rendimientos máximos entorno a estos valores de potencia, y en el caso de inversores de HF se llega a obtener el máximo rendimiento, 98,6%, con el máximo valor de potencia, 1283 kW. De esto obtenemos que los mejores rendimientos para grandes potencias, lo obtenemos en inversores sin transformador (TL).

5.4.5.2 Rendimiento Europeo

Otro valor que se proporciona en las hojas de datos de inversores es el rendimiento europeo. Este rendimiento es una ponderación de los rendimientos que presenta un inversor trabajando con distintos valores de potencias.

$$\eta_{EU} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%}$$

Sin embargo, los factores de ponderación se refieren a la irradiancia concreta de distribución. Por lo tanto, por ejemplo, el “rendimiento europeo” se refiere a la distribución de irradiancia en el noroeste de Alemania en ese momento. Por lo tanto, no son necesariamente representativos de todas partes de Europa, especialmente en el sur de Europa. Sin embargo, hoy en día es un valor bien establecido para una rápida comparación de la eficiencia de

conversión de los inversores. Además, hay que mencionar que en la UE puede ser una eficiencia adecuada para sistemas fotovoltaicos con estructuras de ángulo fijo para unas condiciones climáticas generales. Pero, tanto las condiciones climáticas locales como el tipo de seguimiento pueden influir en el rendimiento energético del inversor. Hoy en día el rendimiento europeo es muy utilizado.

Como en el caso del rendimiento máximo, para el rendimiento europeo también se analizarán todos los inversores juntos y además teniendo en cuenta su grado de aislamiento galvánico (LF, HF y TL).

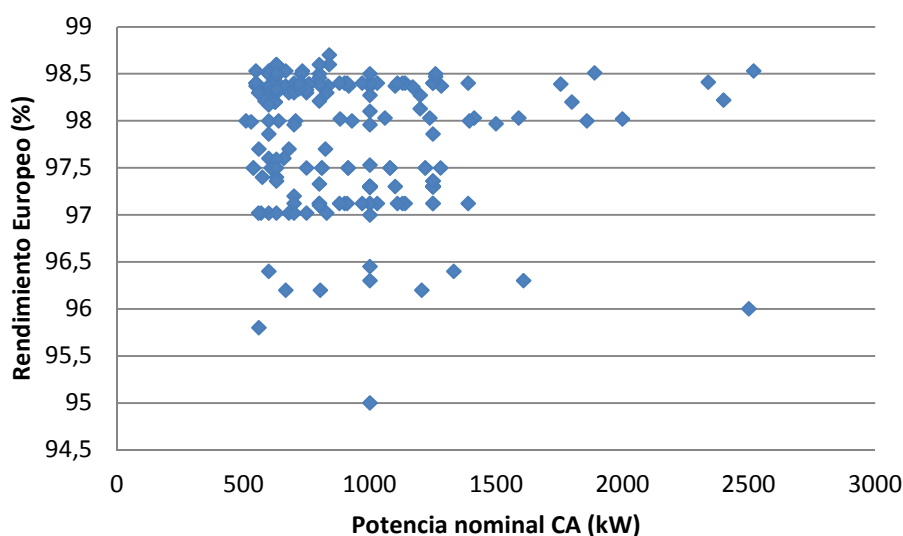


Fig. 4.27 Rendimiento Europeo respecto de la potencia nominal de salida.

En la gráfica superior vemos la relación existente entre el rendimiento europeo y la potencia nominal de salida de los inversores. A simple vista los valores generan una nube, lo que nos indica su heterogeneidad. Además vemos que el menor valor de rendimiento es del 95%, mientras que para el rendimiento máximo el mínimo valor era de 96,5%; mientras que el máximo del rendimiento europeo es de 98,7% y el del rendimiento máximo es de 98,8%. Por lo que se deduce que los valores de rendimiento europeo son ligeramente menores que los de rendimiento máximo.

A continuación se analizará el rendimiento europeo respecto de su potencia nominal de salida y de su aislamiento galvánico.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

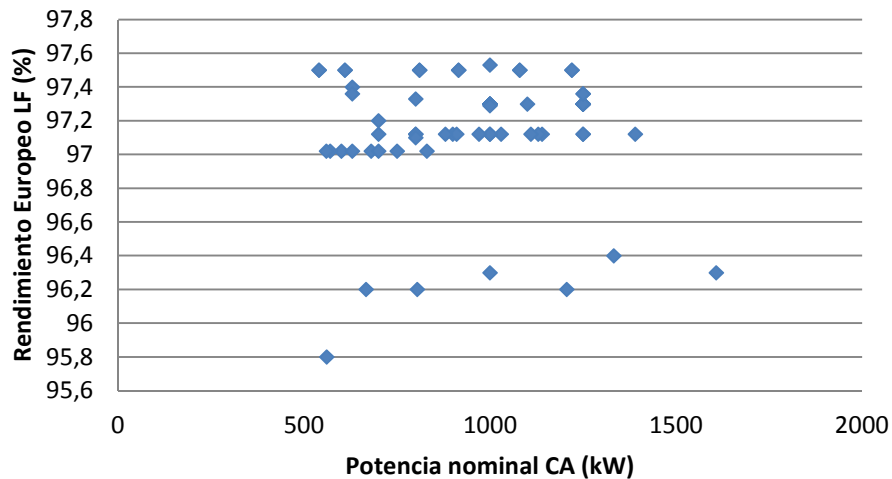


Fig. 4.28 Rendimiento europeo de inversores con transformador de aislamiento de baja frecuencia (LF) respecto de la potencia nominal de salida.

Comenzaremos analizando los inversores con transformadores de baja frecuencia LF. A pesar de ver que los valores son muy heterogéneos y que a su vez existen dos partes en la gráfica con puntos, existe una cierta concentración de valores entorno a los 97-97,1% y 550-1250kW. Los valores mínimos y máximos que encontramos son 95,8% y 97,53% respectivamente.

Estos valores son muy parecidos a los de la Figura 4.26 (a), en el que se analizaba el rendimiento máximo de los inversores LF. Hay igualmente dos conjunto de valores separados, lo único que cambia es el valor de los rendimientos, que para el caso del rendimiento europeo los valores son menores.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

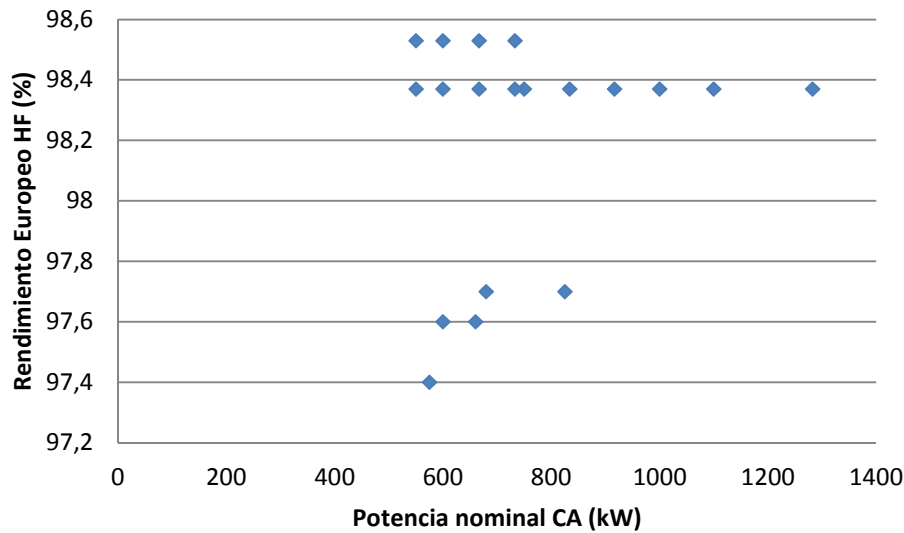


Fig. 4.29 Rendimiento europeo de inversores con transformador de aislamiento de alta frecuencia (HF) respecto de la potencia nominal de salida.

Atendiendo a los inversores que disponen de transformadores de aislamiento de alta frecuencia, el rendimiento europeo que presentan viene representado en la Figura 4.29.

En esta Figura podemos ver algo similar a lo que ocurriría con los datos representados respecto del rendimiento máximo (Figura 4.26 (b)), lo que nos lleva a conclusiones similares a las descritas anteriormente. Los valores mínimo y máximo son 97,4% y 98,53%, respectivamente. Igualmente decir que para estos inversores, los valores son inferiores respecto de los de rendimiento máximo.

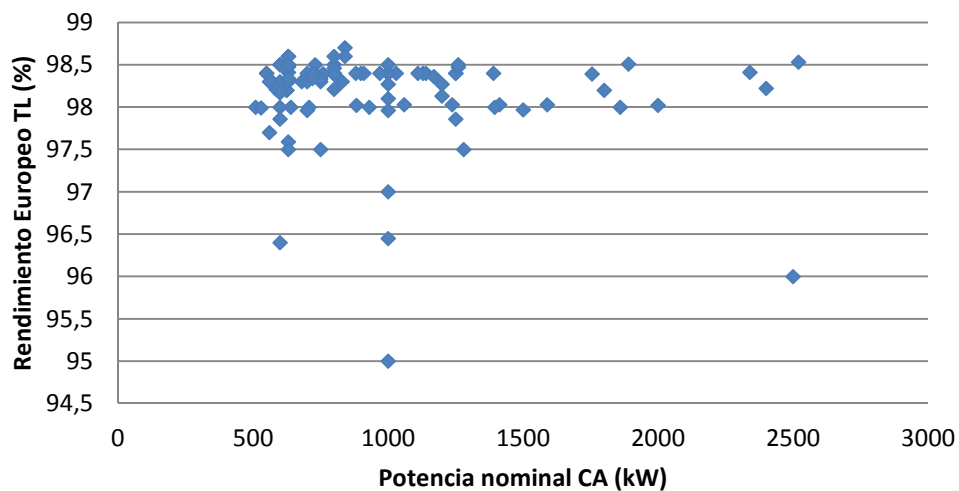


Fig. 4.30 Rendimiento europeo de inversores sin transformador de aislamiento (TL) respecto de la potencia nominal de salida.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Finalizaremos con la Figura anterior, Figura 4.30, la cual muestra el rendimiento europeo que ofrecen los inversores sin aislamiento galvánico frente a las potencias nominales de salida de los mismos.

En este caso, el rendimiento europeo pertenece a un intervalo entre el 95% y el 98,7%, predominando una concentración de valores entre el 97,5% y el 98,5%. Al igual que en figuras anteriores, existen puntos, denominados atípicos, que representan datos de inversores con un valor poco habitual bajo esas condiciones de funcionamiento. Esto puede observarse en los bajos rendimientos que aparecen, 95%, 96% y 96,5%.

Estos resultados son muy similares a los obtenidos en la Figura 4.26 (c), en la cual se comparaba el rendimiento máximo con la potencia nominal de inversores sin transformador. La única diferencia apreciable entre ambas es que, al tratarse de rendimiento europeo, el valor de los datos del rendimiento disminuye ligeramente respecto a los valores de rendimiento máximo.

5.4.5.3 Rendimiento máximo y europeo respecto de la potencia nominal de salida

A lo largo del análisis de los dos tipos de rendimientos, y tal como era de esperar, se ha obtenido como resultado que el rendimiento europeo es ligeramente inferior al rendimiento máximo. Esto se hace evidente en la Figura siguiente, en la que se observa un mínimo desplazamiento entre ambas gráficas. La diferencia que existe es lógica, ya que el rendimiento europeo se corresponde con un valor ponderado para las distintas potencias nominales de trabajo.

También llama la atención que el rendimiento europeo presente una mayor dispersión de datos distinta a la del rendimiento máximo en algunos puntos. Es decir que, aunque es sabido que los valores proporcionados por el rendimiento europeo deben ser inferiores a los del rendimiento máximo, era de esperar una gráfica desplazada hacia abajo respecto a este; sin embargo, no ocurre totalmente así. Los datos correspondientes al rendimiento europeo muestran una distribución más caótica respecto a los parámetros de potencia, mientras que la distribución de datos del rendimiento máximo, en esos mismos valores de potencia, son algo más estables y ordenados.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

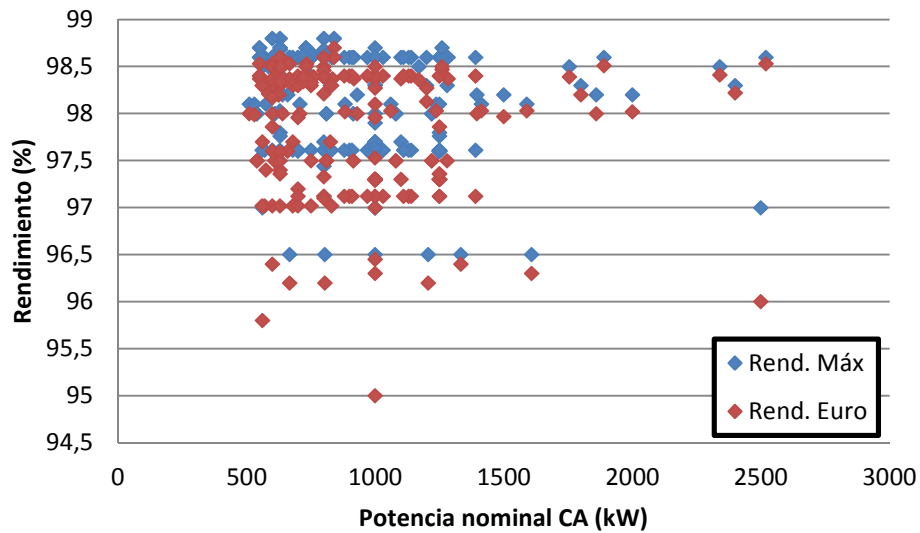


Fig. 4.31 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa los valores del rendimiento máximo se encuentran más agrupados, estando estos entorno de a los 97,5% y 98,8% y una potencia de 550 y 1500 kW. Aunque también existen valores atípicos que se encuentran en los 96,5% y 97%.

Para el caso del rendimiento europeo, los valores están más separados entre sí, estando estos comprendidos entre 97% y 98,6%. Este también consta de valores atípicos, siendo dos de ellos los más representativos que corresponden a 95% - 1000kW y 96% - 2500kW.

5.4.6 Análisis de rendimientos de diez fabricantes

Después de haber analizado todos los inversores juntos y dependiendo de su aislamiento galvánico, ahora se analizara el rendimiento de diez de los fabricantes más importantes en el mercado mundial. Estos fabricantes son: Bonfiglioli Vectron, Converteam, Emerson, Helios, Ingeteam, Lti REEnergy, Power electronics, Siemens, SMA y Vacon.

5.4.6.1 Bonfiglioli Vectron

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

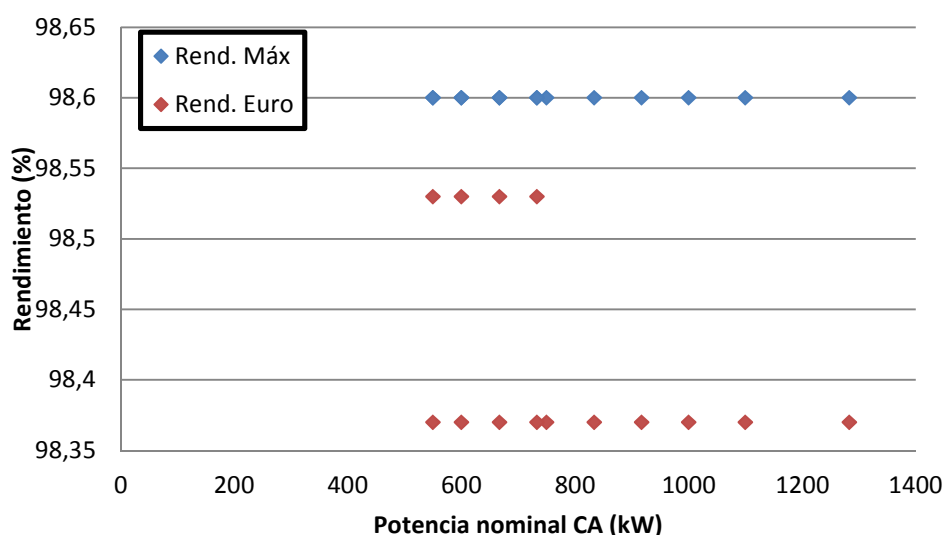


Fig. 4.32 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa, los rendimientos máximos son iguales para todas las potencias (98,6%), mientras que los europeos se encuentran divididos en dos valores, 98,53% y 98,37%. Lo que nos lleva a decir que para una misma potencia de salida, dependiendo del inversor tendremos un valor de rendimiento europeo mayor o menor.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

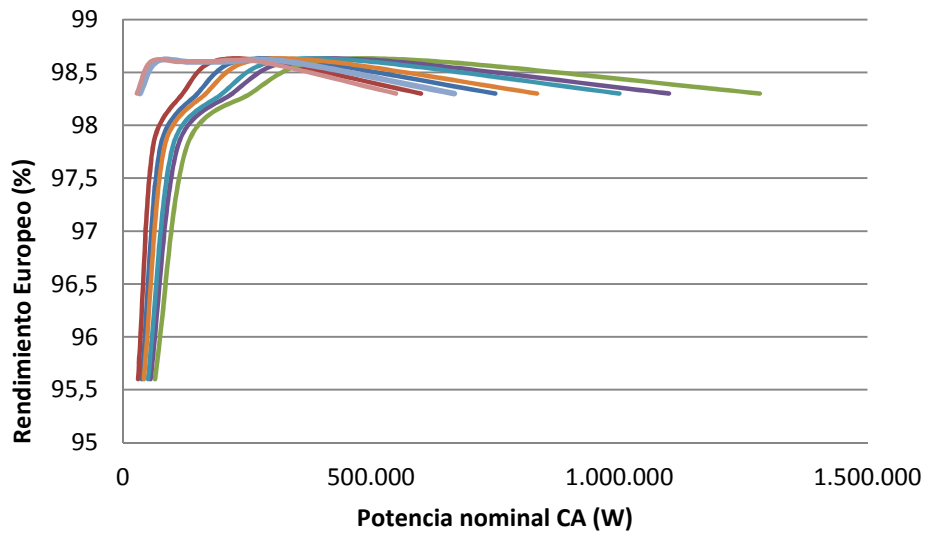


Fig. 4.33 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.33, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son prácticamente iguales a pesar de la ponderación de sus valores de potencia.

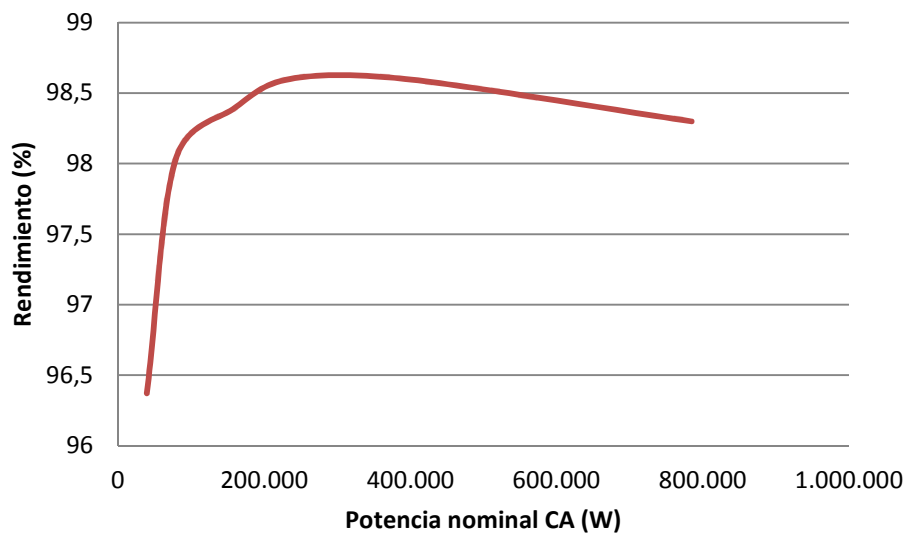


Fig. 4.34 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 98,6%.

5.4.6.2 Converteam

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

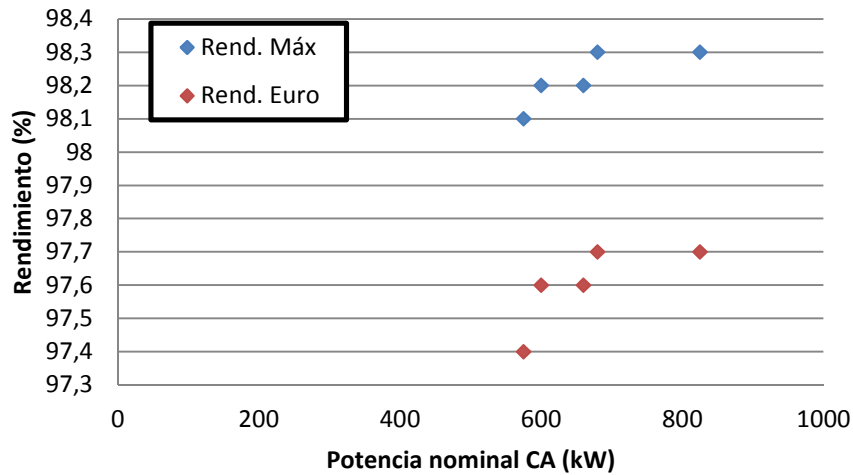


Fig. 4.35 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa, los rendimientos máximos y los europeos están desplazados -0,6, a excepción de uno de ellos, en el que el rendimiento europeo es de -0,7% que corresponde a una potencia de 575 kW. A su vez decir que los mayores rendimientos se obtienen para las mayores potencias de los inversores.

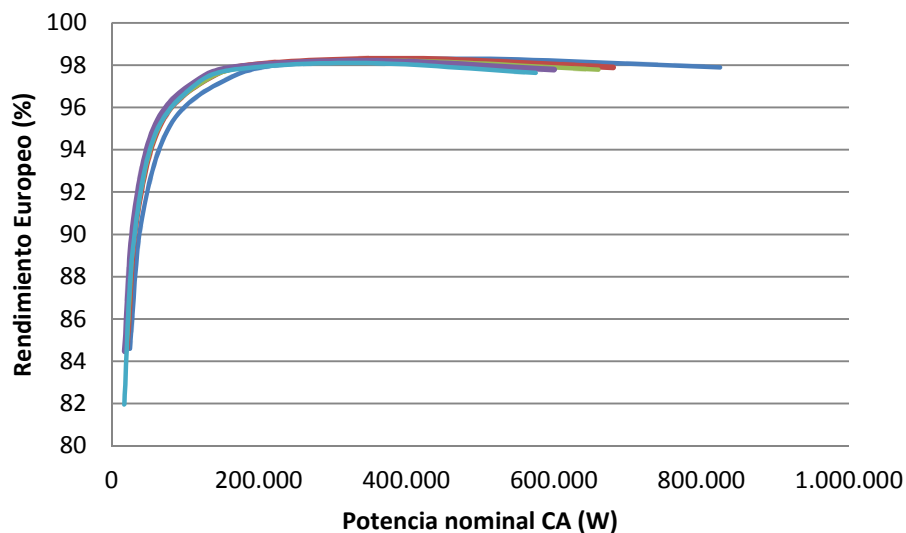


Fig. 4.36 Curvas de rendimiento europeo.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

A continuación, Figura 4.36, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son prácticamente iguales a pesar de la ponderación de sus valores de potencia.

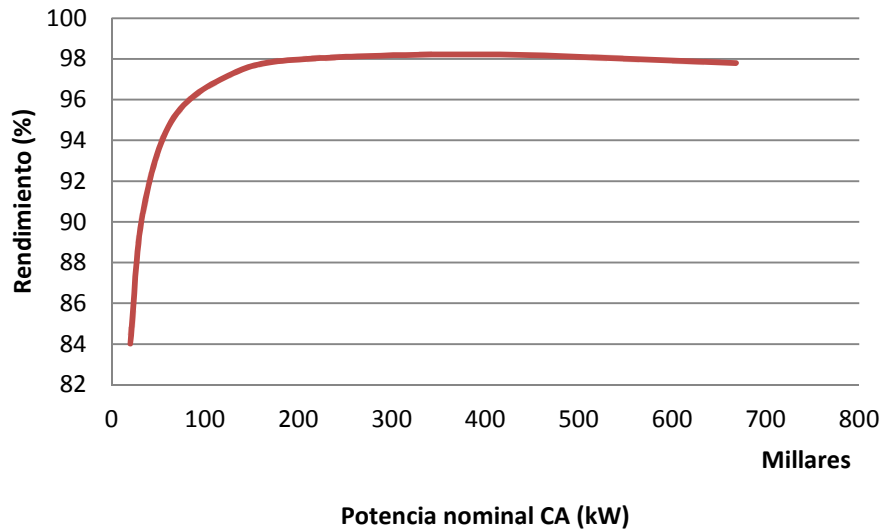


Fig. 4.37 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 98,2%.

5.4.6.3 Emerson

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

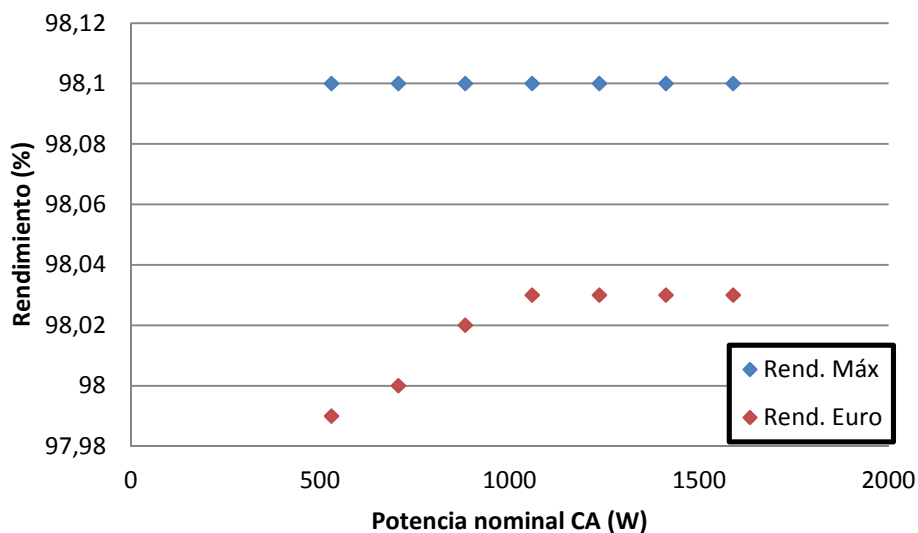


Fig. 4.38 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa, los rendimientos máximos son iguales para todas las potencias (98,1%), mientras que los europeos se encuentran divididos en varios valores, 98,03%; 98,02%; 98% y 97,99%. Lo que nos lleva a decir que para una misma potencia de salida, dependiendo del inversor tendremos un valor de rendimiento europeo mayor o menor. Aunque en esta caso al igual que en el caso de los inversores anteriores, para las potencias más altas se obtienen mejores rendimientos europeos que para bajas potencias, aunque los valores no estén muy distantes unos de otros.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

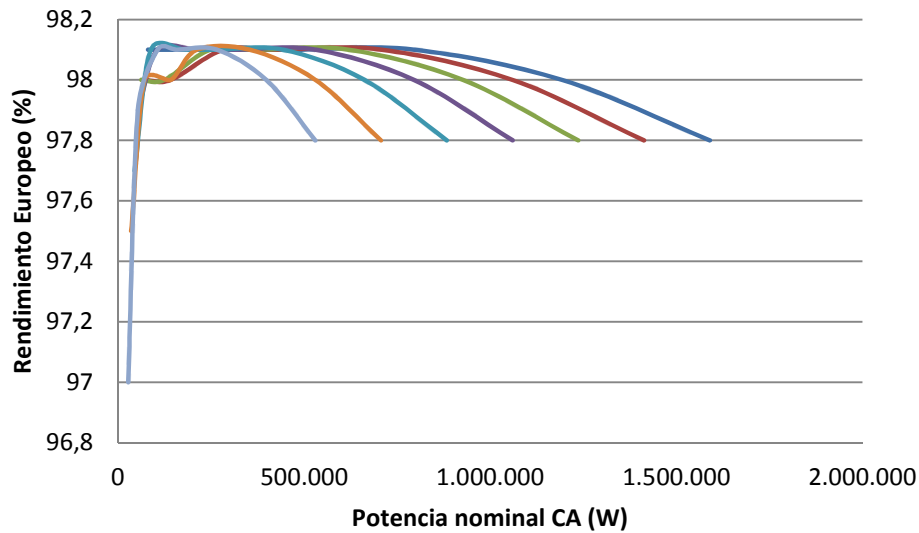


Fig. 4.39 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.39, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son prácticamente iguales en cuanto a su forma y valor máximo de rendimiento. Sin embargo la forma de estas curvas es ligeramente diferente a todas las anteriores vistas, teniendo un punto de inflexión en torno a los 160kW en el que los valores de las curvas son del 98% para luego subir hasta los 98,1% y luego terminar todos con la misma potencia equivalente a 97,8%.

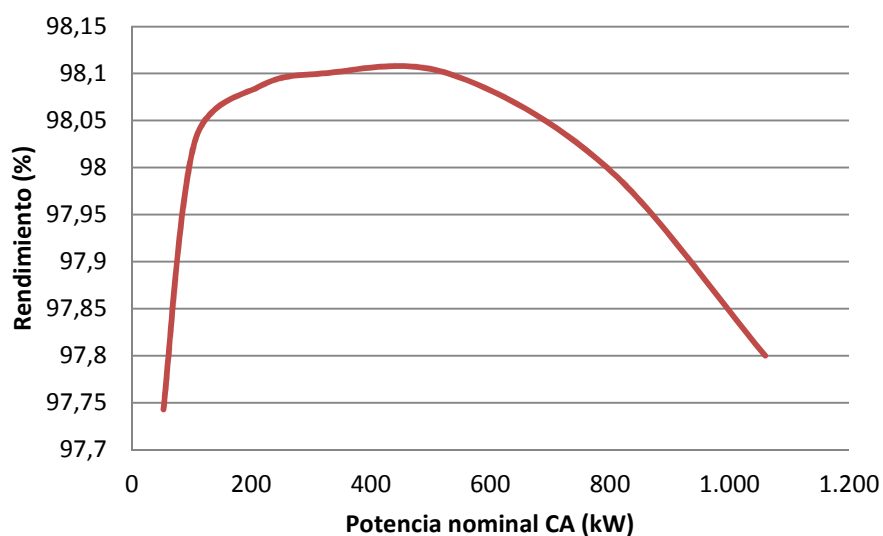


Fig. 4.40 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 98,1%.

5.4.6.4 Helios

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

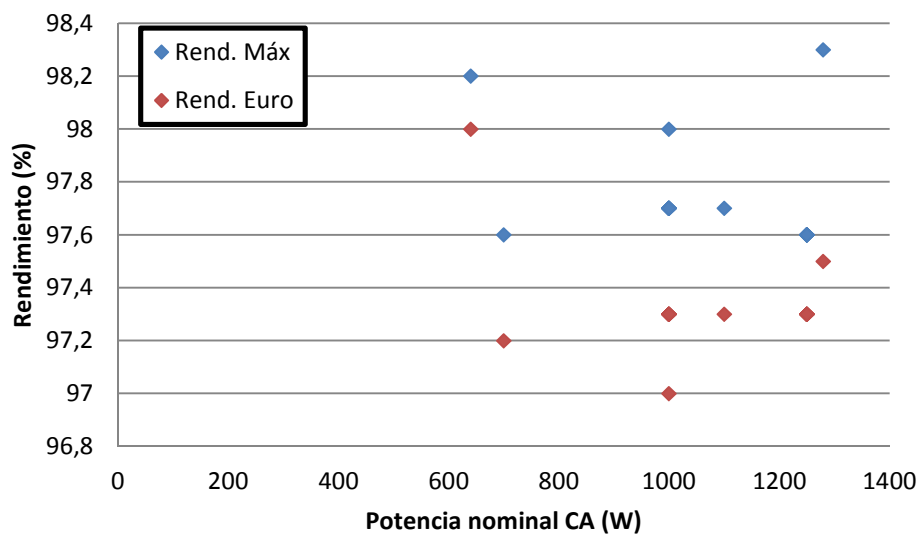


Fig. 4.41 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa, los rendimientos máximos y los europeos no siguen unos patrones comunes a todos los inversores, sino que para cada inversor tenemos un valor distinto de rendimientos, tanto máximo como europeo. A su vez decir que el mayor rendimientos se obtiene para la mayor potencia; pero a su vez el siguiente mayor valor de potencia tienen el valor de rendimiento máximo más bajo. Lo que nos lleva a decir que no depende de los valores de potencia el rendimiento de los inversores.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

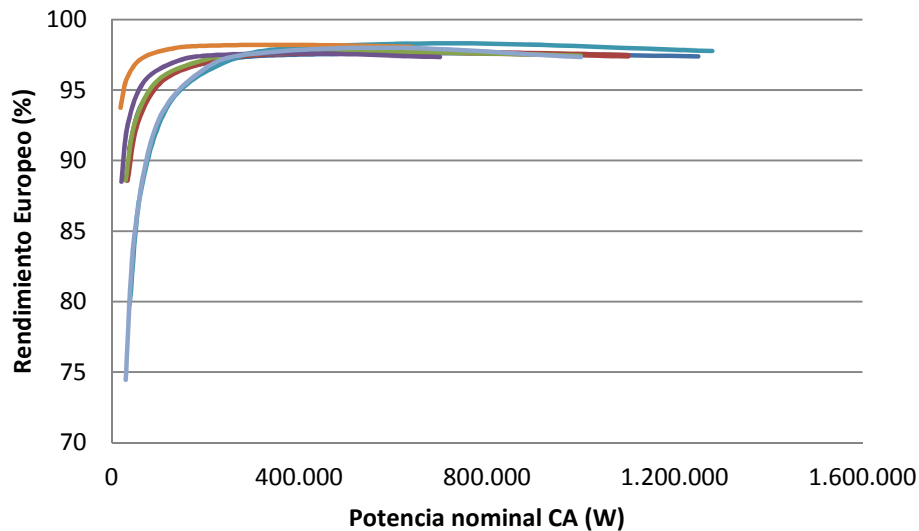


Fig. 4.42 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.42, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son prácticamente iguales en cuanto a su forma y valor máximo de rendimiento, pero la mayoría están desviadas debido a que en el caso de las bajas potencias para los inversores se van obteniendo distintos valores de rendimiento, que en este caso son mayores al anterior lo que los hace desviarse. Sin embargo, a partir de 300kW todas las curvas tienen prácticamente igual valor máximo de rendimiento.

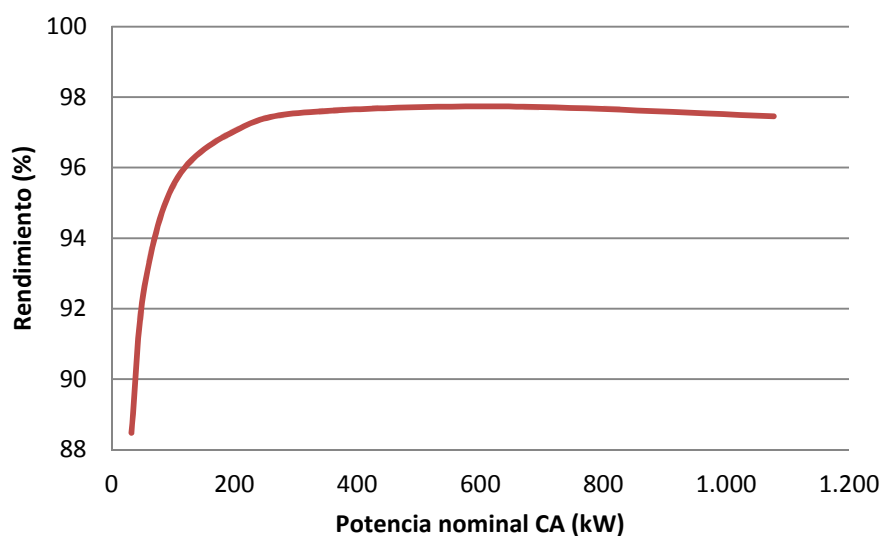
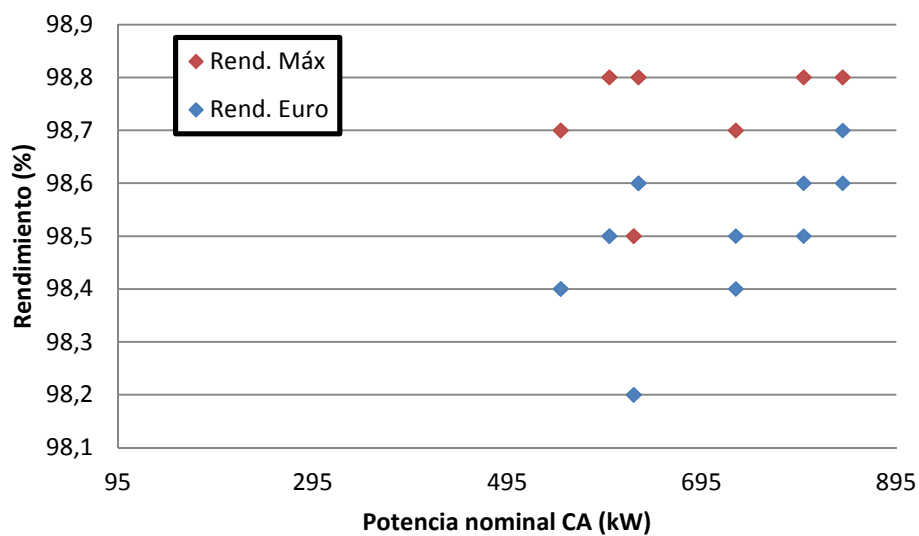


Fig. 4.43 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 97,73%.

5.4.6.5 Ingeteam

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.



5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

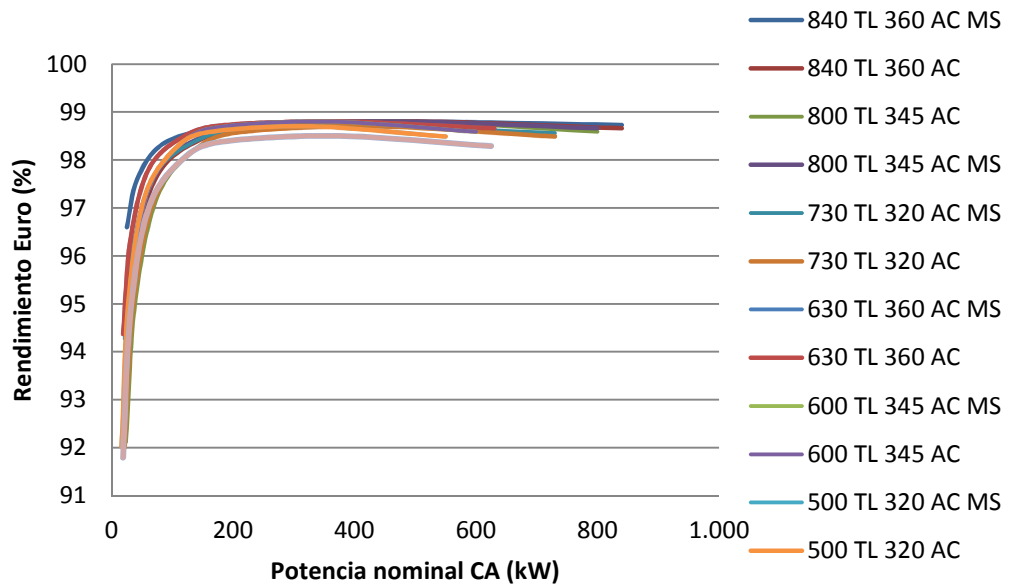


Fig. 4.45 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.45, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son prácticamente iguales a pesar de la ponderación de sus valores de potencia y de sus características internas.

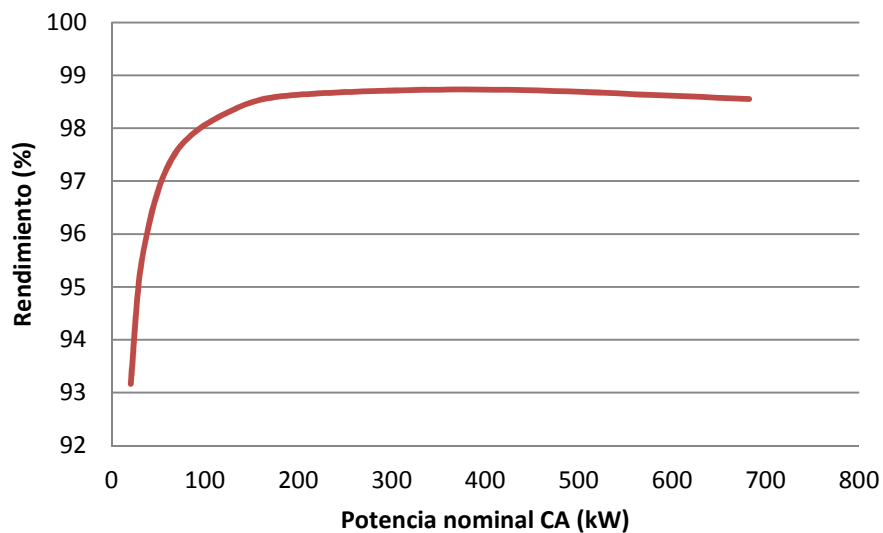


Fig. 4.46 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximo de 98,7%; uno de los mayores rendimientos alcanzados de todos los inversores analizados. Por lo tanto esto es un aspecto que hay que tener muy en cuenta a la hora de elegir nuestro inversor.

5.4.6.6 Lti REEnergy

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

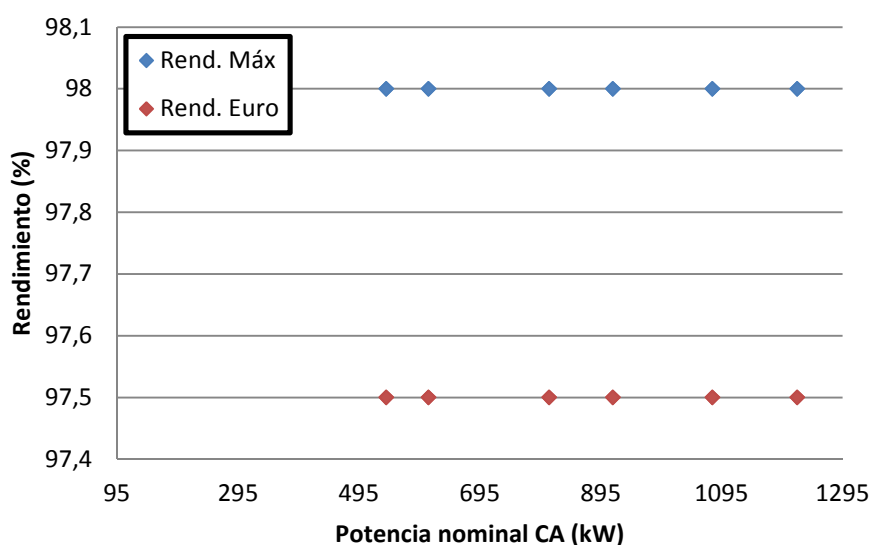


Fig. 4.47 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa, los rendimientos máximos y europeos son iguales para todas las potencias, 98% y 97,5% respectivamente. Lo que nos lleva a decir que para distintos valores de potencia de salida, tendremos iguales valores de rendimiento, por lo que la influencia de la potencia respecto de los rendimientos para estos inversores es nula.

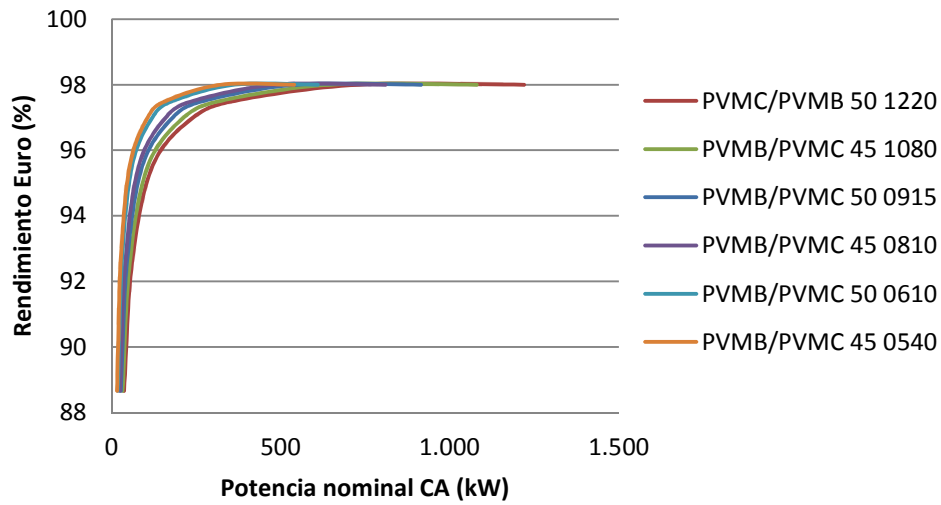


Fig. 4.48 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.48, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son iguales a pesar de la ponderación de sus valores de potencia, pero sus valores de rendimiento son iguales en todos los inversores.

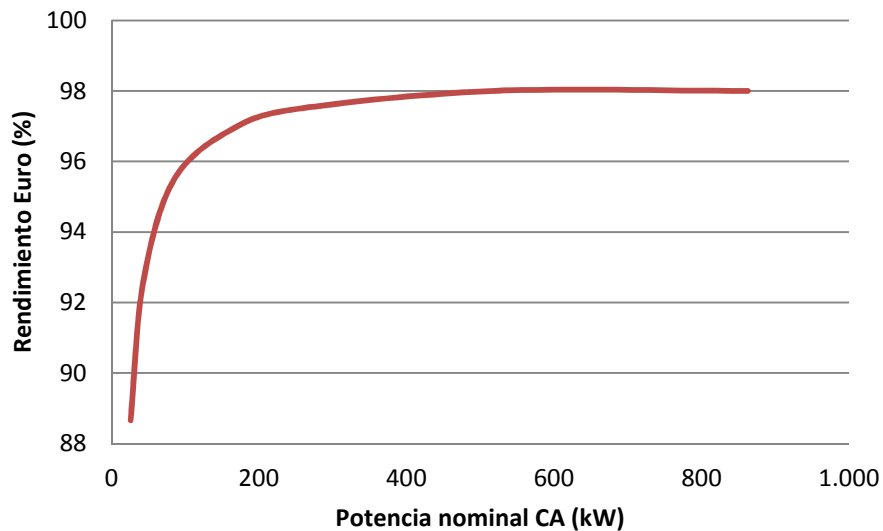


Fig. 4.49 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 98%. A diferencia de las demás gráficas, esta en especial obtiene el máximo valor de rendimiento al final, cosa que no sucedía con las curvas anteriormente expuestas, ya que la máxima potencia (punto final de la curva) decrecía y mostraba un valor de rendimiento menor al máximo. Por lo que para estos inversores el rendimiento máximo es posible alcanzarlo en un amplio rango de potencias tal y como se ve en la Figura 4.48 y 4.49.

5.4.6.7 Power Electronics

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

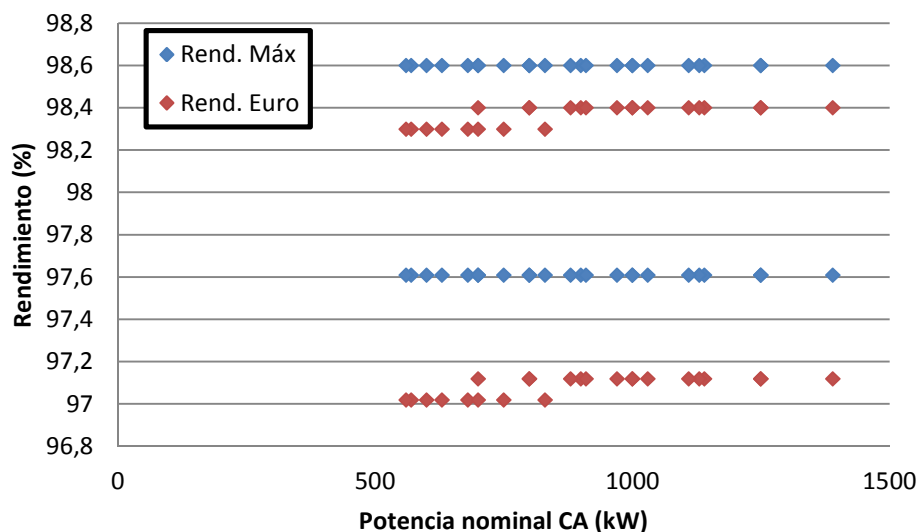


Fig. 4.50 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa, hay dos valores bien definidos de rendimientos máximos para todas las potencias (98,6% y 97,6%), esto sucede ya que para un mismo valor de potencia de un inversor existen dos modelos diferentes, los HE/HEC y los HES. Mientras que los rendimientos europeos se encuentran divididos en cuatro valores, 98,4% y 98,3% que se relacionan con el valor de rendimiento máximo de 98,6%; 94,12% y 94,02% para el valor de rendimiento máximo igual a 97,6%. Los valores más bajos, 98,3% y 97,02% se encuentran solo para bajas potencias, las cuales se encuentran comprendidas entre 560 y 830kW. Y nuevamente para

potencias altas obtenemos mayores valores de rendimiento como en la mayoría de los inversores de marcas anteriores.

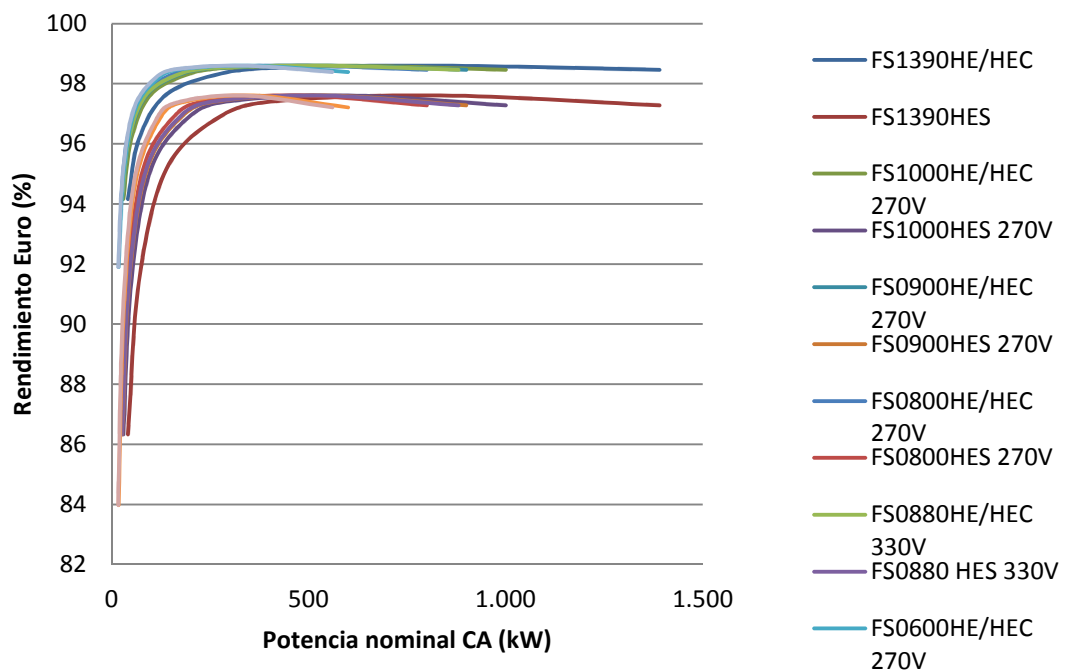


Fig. 4.51 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.51, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son iguales a pesar de la ponderación de sus valores de potencia, pero sus valores de rendimiento son iguales en todos los inversores. Al igual que en la Figura 4.50, en la gráfica superior vemos claramente la distinción de dos valores máximos en las curvas.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

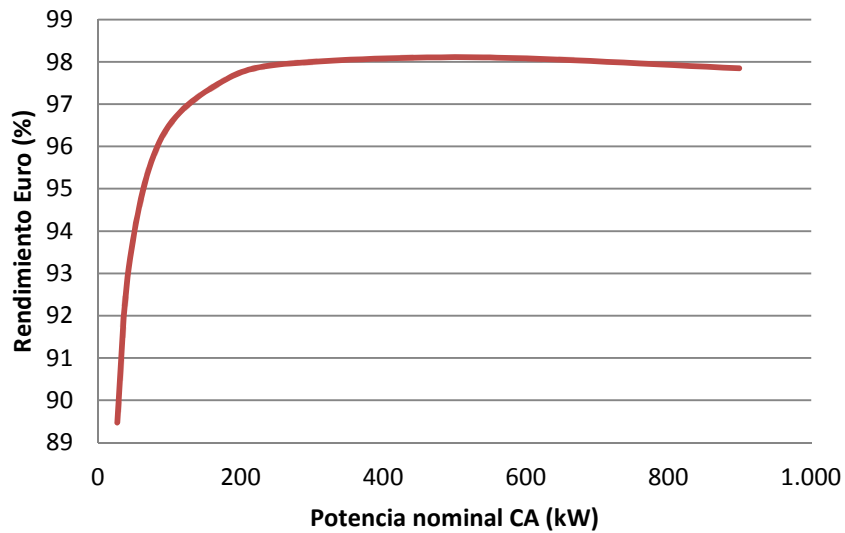


Fig. 4.52 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 98,11%.

5.4.6.8 Siemens

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

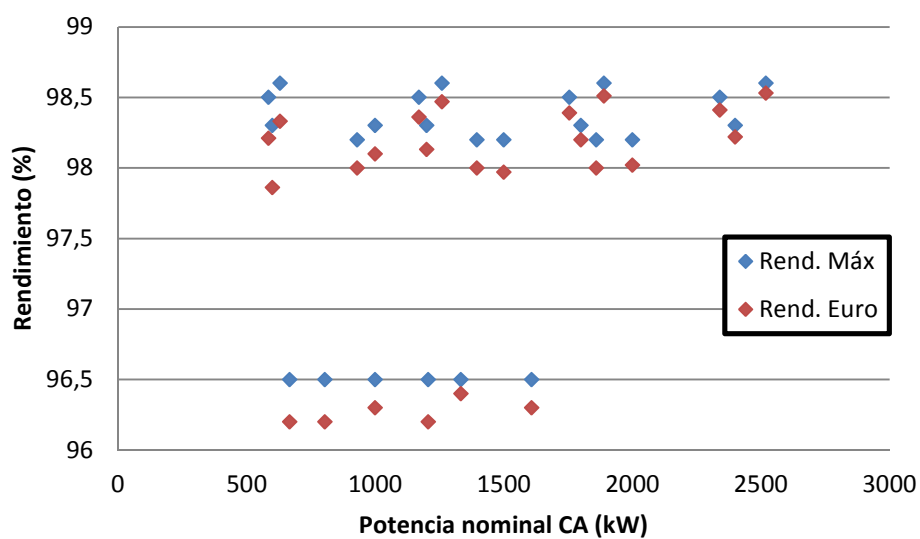


Fig. 4.53 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Como se observa, los rendimientos máximos y los europeos no siguen unos patrones comunes a todos los inversores, sino que para cada inversor tenemos un valor distinto de rendimientos, tanto máximo como europeo; a excepción de la parte baja de la gráfica en la cual se observan seis valores de rendimiento máximo iguales pero de distintos valores de rendimiento europeo. A su vez decir que el mayor rendimientos se obtiene para la mayor potencia; pero a su vez también lo tiene el menor valor de potencia (Rend. Máximo 98,6%- Rend. Euro 98,53% y 98,33%). Lo que nos lleva a decir que no depende de los valores de potencia el rendimiento de los inversores. Para esta compañía se han estudiado tres tipos de inversores, los MS; MS TL, PVS y US. Siendo los primeros los que menor rendimiento máximo ofrecen (96,5%).

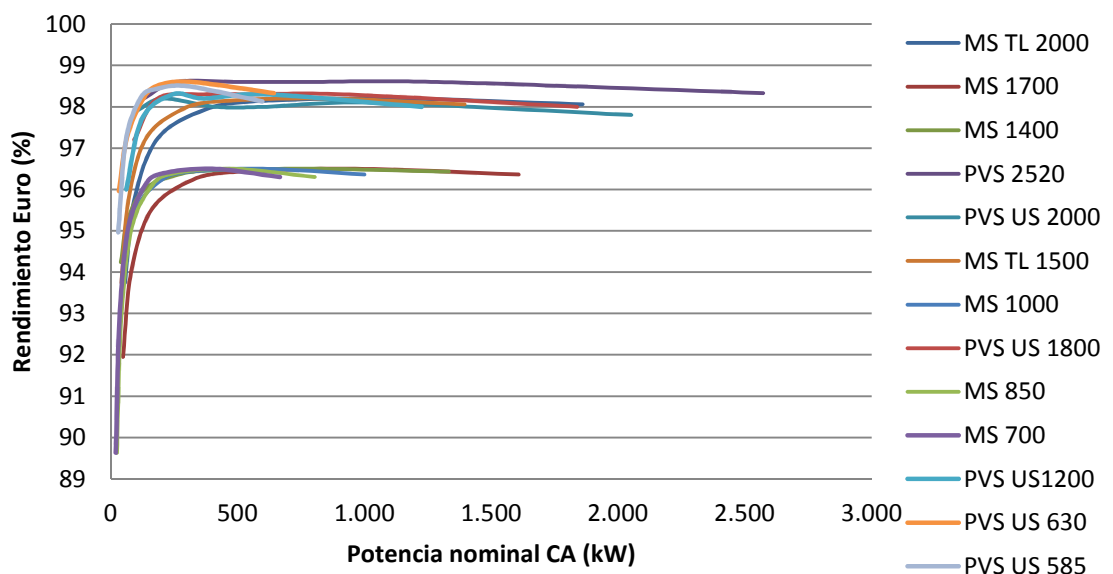


Fig. 4.54 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.54, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa la disposición de las curvas es muy parecido al caso de los inversores Power Electronics, siendo muy visible los dos tipos de curvas de rendimiento con un desplazamiento en sus valores. Como se mencionaba anteriormente, los valores mínimos de rendimiento corresponden al tipo MS, como se puede comprobar en la información proporcionada al lado de la gráfica.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

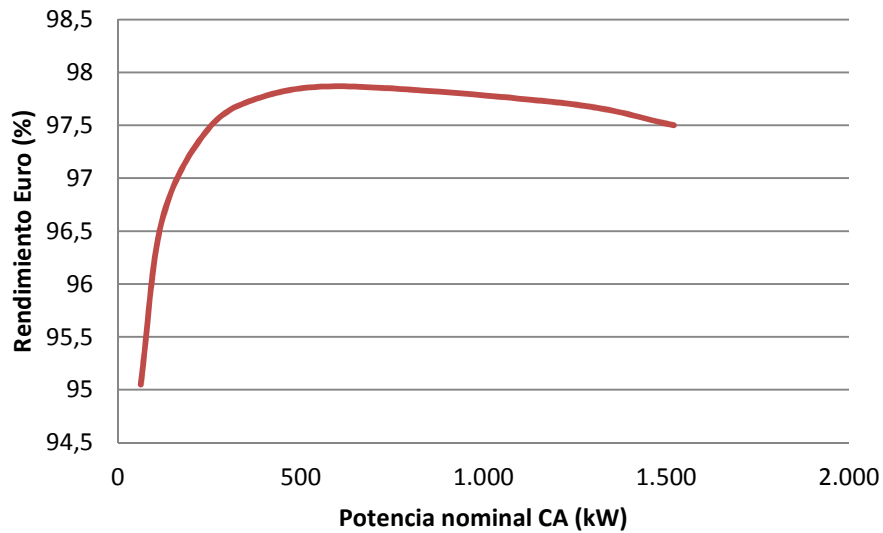


Fig. 4.55 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 97,87%.

5.4.6.9 SMA

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

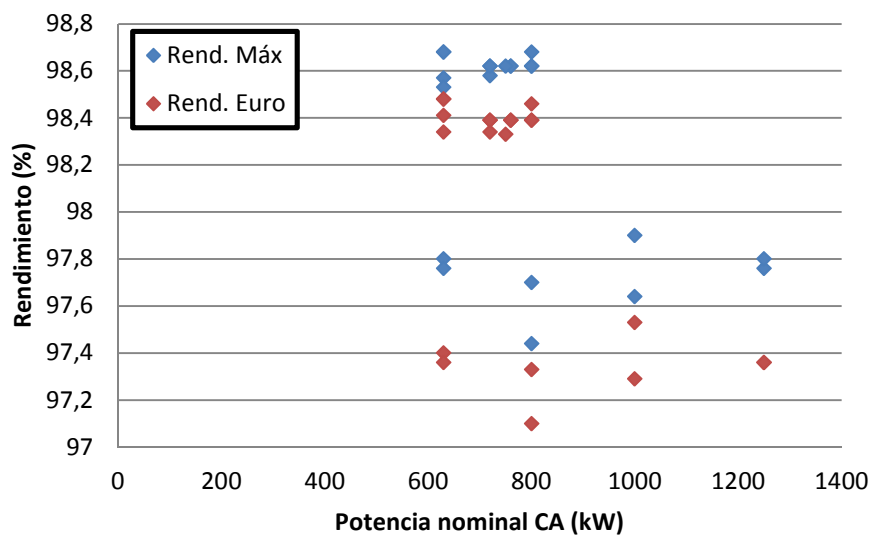


Fig. 4.56 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

Como se observa, los rendimientos máximos y los europeos no siguen unos patrones comunes a todos los inversores, sino que para cada inversor tenemos un valor distinto de rendimientos, tanto máximo como europeo. A su vez decir que en esta caso el mayor valor de potencia (1250 kW) genera uno de los valores más bajo de rendimiento, 97,8%, algo diferente a lo que venía sucediendo en gráficas anteriores. También decir que se distinguen dos nubes de valores, la primera está definida entre unos valores de rendimiento máximo iguales a 98,68-98,53% y rendimiento europeo 98,48-98,33%. Mientras que la otra lo hace entre 97,7-97,44% rendimiento máximo y 97,53-97,1% rendimiento europeo.

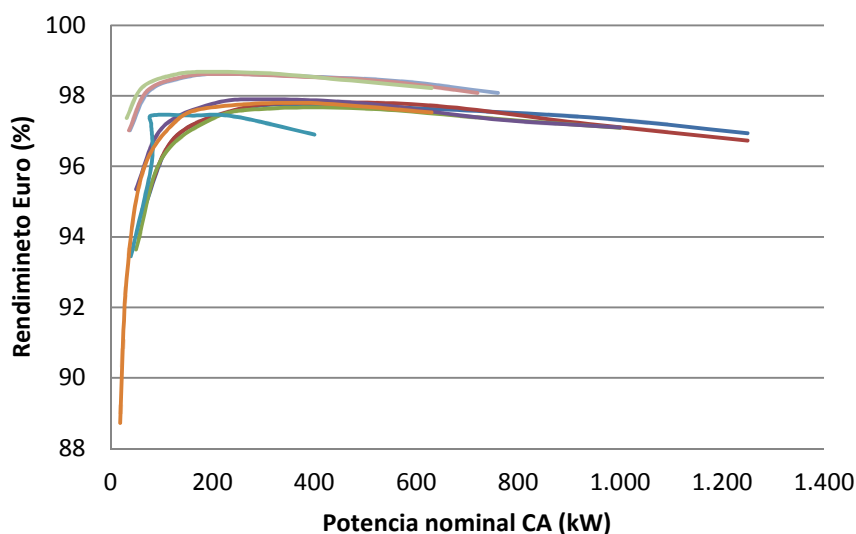


Fig. 4.57 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.57, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa, hay dos valores de las curvas de rendimiento separados entre sí, aunque en las gráficas más superiores se ve como los valores de potencia respecto del rendimiento es alto ya que para potencias bajas da valores de rendimiento altos; esto es algo distinto a las curvas inferiores que como se ve para valores bajos de potencia se obtienen valores de rendimientos más bajos.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

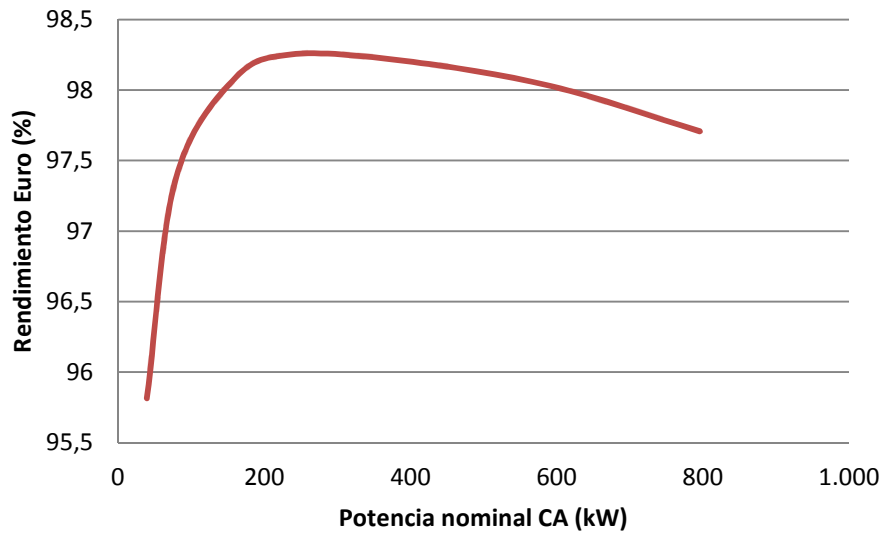


Fig. 4.58 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 98,25%.

5.4.6.10 Vacon

En la Figura inferior vemos la relación que existe entre los rendimientos máximo y mínimo respecto de la potencia de salida de los inversores de esta marca.

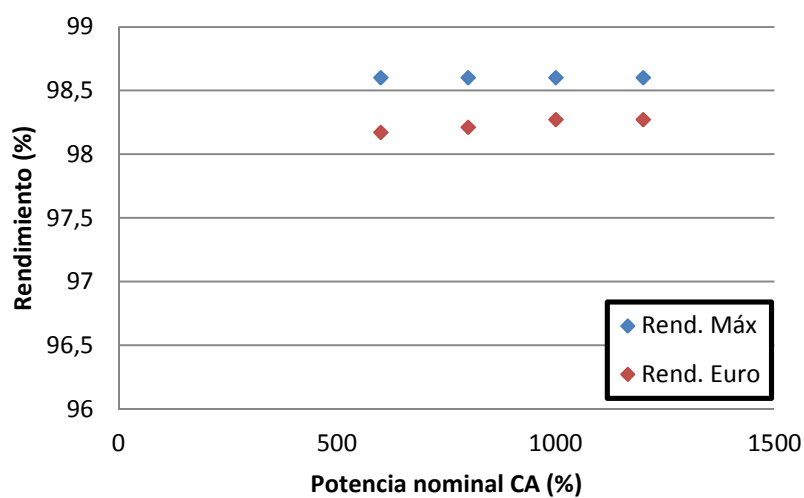


Fig. 4.59 Rendimiento máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

Como se observa, los rendimientos máximos son iguales para todas las potencias (98,6%), mientras que los europeos van aumentando a medida que lo hace la potencia, 98,17%; 98,21% y 98,27%. Lo que nos lleva a decir que para un mismo valor de rendimiento máximo, dependiendo de la potencia del inversor tendremos un valor de rendimiento europeo mayor o menor. Aunque en esta caso al igual que en el caso de los inversores anteriores, para las potencias más altas se obtienen mejores rendimientos europeos que para bajas potencias.

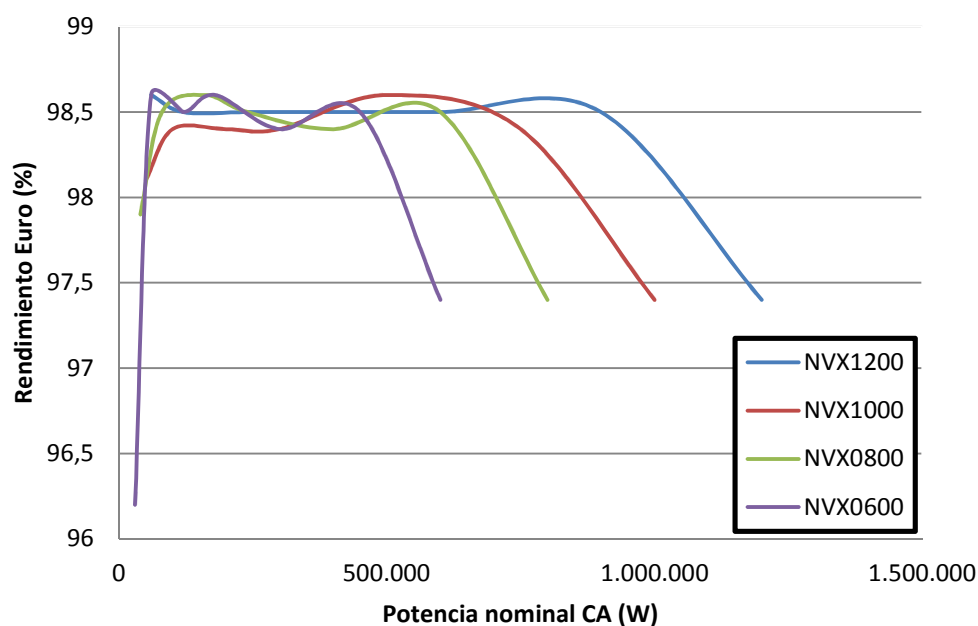


Fig. 4.60 Curvas de rendimiento europeo.

A continuación, Figura 4.60, se manifiestan las curvas de rendimiento europeo que relacionan todos los inversores analizados de esta marca respecto de la potencia nominal de salida. Como se observa las curvas son prácticamente iguales en cuanto a su forma. Sin embargo la forma de estas curvas es diferente a todas las anteriores vistas, teniendo varios puntos de inflexión en torno a los 60kW y 300 kW en el que los valores de las curvas están entorno al 98,6% y 98,4% para luego subir hasta los 98,6% y luego terminar todos con el mismo rendimiento, 97,4%, lo que nos da esa bajada en la curva tan pronunciada y que las hace tan diferentes de las demás.

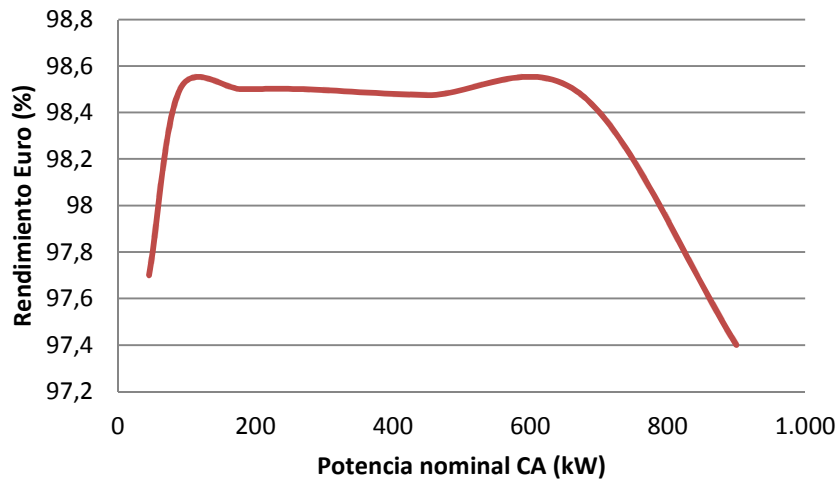


Fig. 4.61 Rendimiento europeo medio y potencia nominal de salida media.

En la gráfica superior se expone la media de los valores de esta marca para los inversores analizados, dando un valor de rendimiento europeo máximos de 98,5%. Acá se puede comprobar más detalladamente las curvas de rendimiento que en la Figura 4.60. Se distinguen claramente dos picos de rendimiento, el primero se obtiene para un valor de potencia igual a 90 kW y 98,56%, para luego bajar hasta los 98,5% y seguidamente volver a subir hasta los 98,56% en un valor de potencia de 610 kW y tras este caer el rendimiento hasta los 97,4%.

5.4.7 Parámetros mecánicos

También otros parámetros como son el volumen y el peso serán analizados a continuación.

La diferencia existente entre los parámetros eléctricos y los mecánicos, es que estos últimos no nos proveen información del funcionamiento de los inversores dentro de una instalación fotovoltaica.

Es cierto que los inversores con aplicación de conexión a red se suelen instalar sobre la superficie terrestre, ya sea en el exterior, tipo caseta, o integrado en una pequeña edificación destinada a tal uso. Ante estas condiciones es recomendable saber tanto el volumen como el peso del inversor o inversores que vayan a emplearse.

5.4.7.1 Volumen

En este punto es recomendable conocer que dependencia se establece entre la potencia que proporciona un inversor y el espacio que ocupa el mismo.

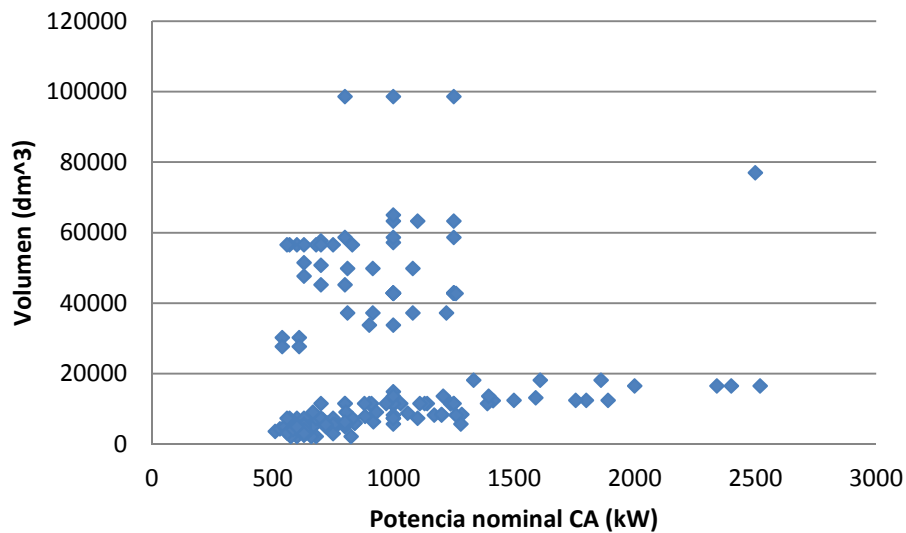
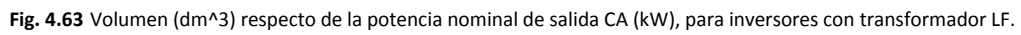


Fig. 4.62 Volumen (dm³) respecto de la potencia nominal de salida CA (kW).

La Figura anterior nos facilita una muestra de esa relación en la que puede apreciarse una dependencia creciente; es decir, a medida que aumenta la potencia que entrega el inversor a la red, mayor es el volumen que ocupa.

Sin embargo existen algunos puntos atípicos los cuales los veremos más detalladamente a continuación cuando se haga un análisis del volumen y de su aislamiento interno respecto de la potencia.



Aun así se distinguen tres valores atípicos que difieren un poco más del resto, estos valores se encuentran en torno a los 100.000 dm³, que representan el máximo volumen para este tipo de inversores, para tres distintas potencias de 800, 1000 y 1250 kW, los cuales corresponden a SMA (Sunny Central 1250MV-11-IT; Sunny Central 1000MV-11-IT y Sunny Central 800MV-11-IT). Además tenemos que para el mínimo valor de volumen, 3.136 dm³, el valor de potencia es, 561 kW, siendo este el tercer menor valor de potencia analizado para este tipo de inversores, correspondiendo al inversor Santerno (SUNWAY TG 730 - 800V).

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

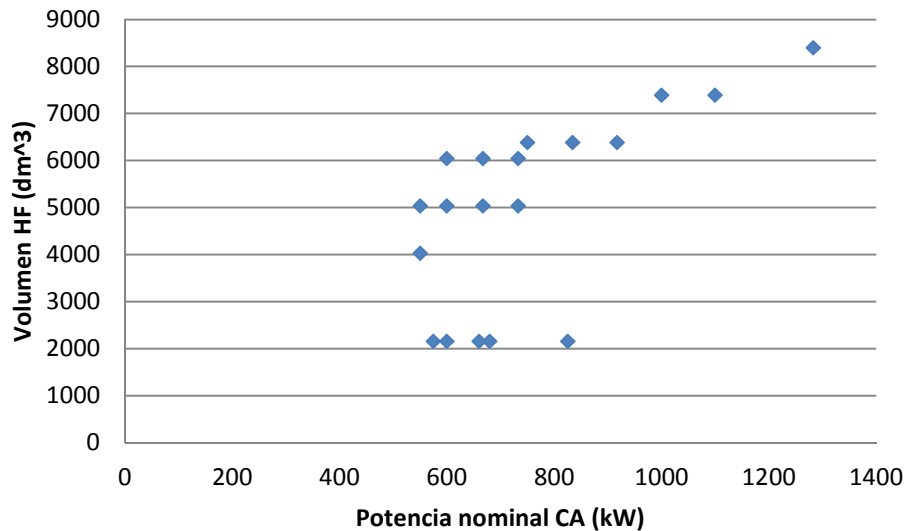


Fig. 4.64 Volumen (dm³) respecto de la potencia nominal de salida CA (kW), para inversores con transformador HF.

En la Figura anterior, Figura 4.64, se ve como los valores son distintos unos de otros, y que a medida que la potencia aumenta, también lo hace el volumen. En este caso se ve mejor como a medida que la potencia aumenta también lo hace el volumen del inversor.

Un punto importante de este tipo de inversores es que el volumen que ocupan es mucho menor que al de inversores con transformadores de baja frecuencia (LF). Si analizamos las dos gráficas anteriores vemos como para un mismo valor de potencia el volumen de los inversores es muy diferente, siendo el de inversores HF mucho menor que el de inversores de LF. Por ejemplo, para el caso de un inversor de baja frecuencia LF Helios Systems HSC 1250S con potencia igual a 1250 kW se corresponde con un volumen de 42.831 dm³. Mientras que para un inversor HF Bonfiglioli Vectron RPS 1460 con potencia igual a 1283 kW se corresponde con un volumen igual a 8.400 dm³.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

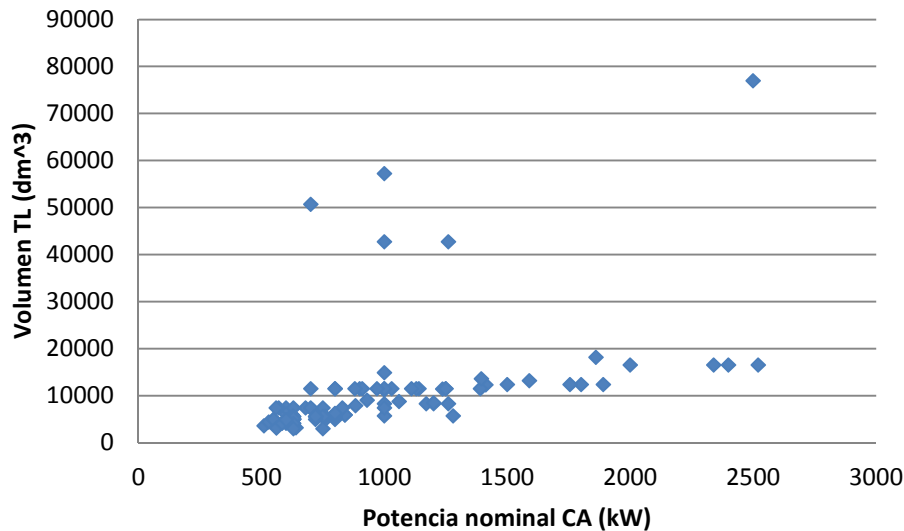


Fig. 4.65 Volumen (dm^3) respecto de la potencia nominal de salida CA (kW), para inversores sin transformador TL.

Para la Figura 4.65 se observa como existen mucha heterogeneidad en relación con el volumen y la potencia. Existe, sin embargo, una nube de valores que están más juntos para un volumen menor a 20.000 dm^3 . Es en estos valores donde se ve claramente como a la vez que la potencia del inversor aumenta, también lo hace el volumen del mismo.

Asimismo en estos inversores vemos casos de puntos atípicos, para ser exactos son cinco. Y no se corresponden por seguir ningún patrón, puesto que si nos fijamos en los cuatro puntos situados entre los 560 - 1250 kW y $40.000 - 60.000 \text{ dm}^3$, se observa como para un mismo valor de potencia el volumen es mayor dependiendo del inversor. Y para el punto más alejado que se corresponde con el inversor Padcon modelo AMC 2500 C le corresponde el mayor volumen, 77.015 dm^3 .

5.4.7.2 Peso

Al igual que en el caso anterior, el peso de un inversor no nos dice nada respecto de su funcionamiento. Sin embargo al ser una característica mecánica de los mismos igualmente la analizaremos respecto de la potencia y de su grado de aislamiento interno.

Sin realizar un análisis previo se puede suponer que los inversores que disponen de aislamiento galvánico de baja frecuencia pesaran más que aquellos que no dispongan del mismo, ya que los primeros integran en su circuito un transformador para tal fin.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

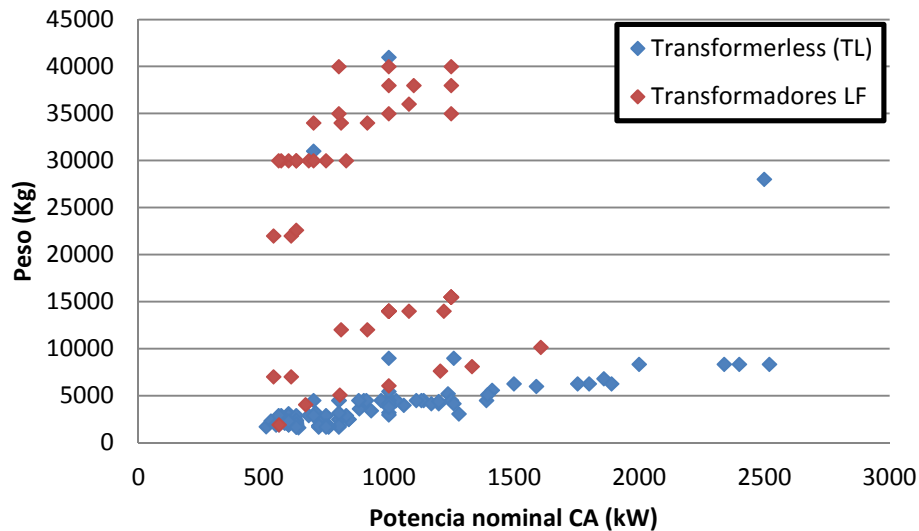


Fig. 4.66 Peso de inversores según su aislamiento galvánico (Kg) respecto de la potencia nominal de salida CA (kW).

Como se puede comprobar en la Figura 4.66, la premisa anterior se cumple para los inversores. En donde los inversores con aislamiento galvánico de baja frecuencia (LF) tienen un peso superior que los que carecen de él.

Si vemos la disposición de los valores de la gráfica anterior con relación a su volumen en las gráficas anteriores, se comprueba como la disposición de los valores es muy parecida, sobre todo para los inversores sin transformador (TL). A su vez, se comprueba como para este tipo de inversores a medida que la potencia aumenta también lo hace el peso, cosa que se esperaba. Sin embargo, para los inversores con transformador de LF esto no se ve tan marcado, sino que podemos tener para una misma potencia distintos pesos, dependiendo del inversor.

5. ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE LOS INVERSORES

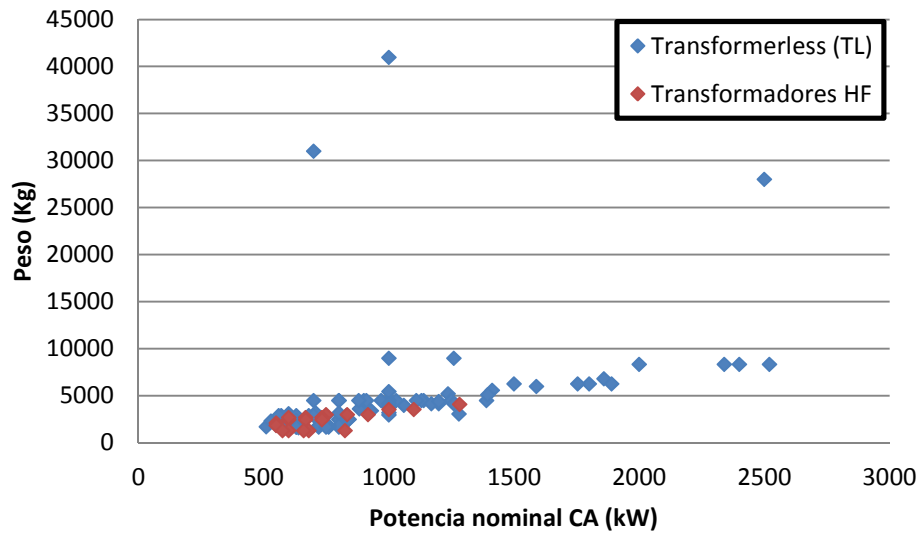


Fig. 4.67 Peso de inversores según su aislamiento galvánico (Kg) respecto de la potencia nominal de salida CA (kW).

Para la gráfica superior se observa como el peso de los inversores con transformadores de HF tienen un peso inferior a los 5.000 Kg, algo que se cabía de esperar puesto que son los inversores que menor volumen ocupan.

Para los inversores sin transformador (TL), hay tres puntos atípicos los cuales corresponden a Kaco Powador 700 (31.000 Kg), Powador Mega-watt station (41.000 Kg) y Padcon AMC 2500 C (28.000Kg).

En estos dos tipos de inversores se puede comprobar como a medida que la potencia aumenta, también lo hace el peso de los mismos.



Capítulo 6

CONCLUSIONES



6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1 Conclusiones

A lo largo de este proyecto he llegado a comprender lo importante que es la energía renovable en nuestra vida y como es tan poco usada actualmente, a pesar de que en estos últimos 20 años ha habido un crecimiento notable en el uso de las energías renovables. Durante las investigaciones de las instalaciones fotovoltaicas me he dado cuenta que es una energía sorprendentemente útil y con un futuro muy próspero para los seres humanos.

En una instalación, y en lo que a este proyecto concierne que es la fotovoltaica, lo que se busca es que esta proporcione un rendimiento alto, que garantice un correcto funcionamiento y seguridad, que sea una energía limpia e inagotable y por sobre todo que sea económica.

Son muchos los bloques que componen una instalación de este tipo, y cada uno es tan importante como el anterior. El generador fotovoltaico es una pieza muy importante dentro de estos sistemas, ya que gracias a la transformación que genera este obtenemos energía eléctrica y a su vez la máxima potencia. Esta potencia está directamente relacionada con la irradiancia que incide sobre los paneles y por un sistema de seguimiento mecánico del punto de máxima potencia. Estos valores máximos de tensión y corriente no tienen por qué coincidir con la máxima potencia. Dichos valores son los que entraran directamente al bloque de transformación, que en nuestro caso es el inversor, a través de otros bloques como el de conexión (cableado) pero que en este proyecto no analizaremos. El inversor dispone de un componente muy importante que es el seguimiento electrónico del punto de máxima potencias (MPPT), es este el encargado de valorar los datos de tensión y corriente que entran al inversor y dar la máxima potencia a entregar a red. El MPPT consigue una ganancia de corriente de 20 a 45% en invierno y 10-15% en verano.

El inversor es el nexo que existe entre los dos sistemas, el sistema de generación y la red eléctrica, y por lo tanto debe garantizar un óptimo rendimiento y conexión entre los dos sistemas. Una de las principales características analizadas de los inversores ha sido su topología interna, la cual hace referencia al tipo de aislamiento galvánico: transformadores de baja frecuencia (LF) ,36%; alta frecuencia (HF) ,10%; y sin transformador (TL), 54%. Tras analizar todos los inversores hemos llegado a la conclusión de que actualmente la mayor parte de los inversores no disponen de aislamiento galvánico, ya que la mayoría de estos están



6. CONCLUSIONES

conectados al trafo de media tensión que se encuentra a la salida del inversor, el cual tiene una conexión estrella-triángulo y es reductor, lo que evita problemas con el tercer armónico y facilita la conexión a red. También cabe decir que el segundo tipo de aislamiento galvánico más usado es el de baja frecuencia.

Respecto a los parámetros de entrada del inversor cabe decir que los valores de tensión nominal tanto de inversores con aislamiento galvánico de baja frecuencia, como los desprovisto de transformadores tienen un rango de tensiones que van desde los 450 a los 660V. También cabe decir que los valores de tensión en el MPPT mínimo coinciden con los mínimos valores de tensión del inversor, y que en sí los valores de tensión nominal, máxima y mínima, se encuentran dentro de los márgenes de los valores de tensión máximos y mínimos del MPPT.

En cuanto a los parámetros de salida, la tensión para los inversores sin trafo y con aislamiento de alta frecuencia tiene unos valores de tensión entorno a los 270 – 400V, mientras que los de baja frecuencia tienen muchos valores diferentes, pero predomina el valor de 20000V. Además, existen tres tipos de rendimientos, el rendimiento máximo, Europeo y Californiano. De estos tres el más usado es el rendimiento máximo, aunque es un valor que por sí no ofrece mucha información puesto que no sabemos de dónde ha sido obtenido. También resaltar que porque un inversor sea de mayor o menor potencia, no tiene porque influir en su rendimiento, es decir, que podemos tener inversores de muy alta potencia con rendimientos superiores a uno de baja potencia y viceversa. La topología interna del inversor se ve afectada en el rendimiento final del propio inversor. Como sabemos, los transformadores no tienen un rendimiento del 100%, sino que tienen pérdidas en su generación ya sea por histéresis o/y por corrientes parásitas. Es por esto que los inversores con aislamiento galvánico de baja y alta frecuencia tienen un menor rendimiento que los inversores desprovistos de transformador. Los máximos valores de rendimiento oscilan entre los 96.5% y los 98.8%.

Por otro lado, encontramos el rendimiento Europeo, el cual es un parámetro cuyos valores de ponderación se refieren a la distribución de la irradiancia al noroeste de Alemania. Sin embargo, varía respecto de las condiciones climáticas locales y el tipo de seguimiento usado. Los valores de este oscilan entre los 95% y los 98.7%. Y destacar igualmente que tanto para el rendimiento máximo como para el Europeo, los valores no dependen de la potencia nominal, aunque en cierto modo al aumentar la potencia también lo hace el rendimiento. En relación al aislamiento galvánico, los mayores valores de rendimiento se encuentran en



6. CONCLUSIONES

inversores sin transformador, seguidos por los de alta frecuencia y luego los de baja frecuencia.

También existen otros parámetros como son el volumen y el peso, cuya relación es muy heterogénea. Y decir que un inversor de baja frecuencia tiene mayor volumen y peso que un inversor con transformador de alta frecuencia, y que al mismo tiempo un inversor con transformador de alta frecuencia tiene menor volumen y peso que un inversor sin transformador.

6.2 Trabajos Futuros

En los trabajos futuros, lo que se quiere conseguir es el completar un planteamiento que se ha realizado a lo largo de este proyecto, y así ampliar los conocimientos adquiridos a lo largo del mismo. Algunos de estos trabajos serían:

- Análisis de los sistemas fotovoltaicos según sus dos clasificaciones: Centralizado y Descentralizado. Comparar sus rendimientos en distintas instalaciones y entornos, para obtener el mejor resultado de inversores para cada instalación.
- Realizar un estudio de las características de conmutación de los inversores, para poder reducir lo máximo posible las pérdidas, y mediante el uso de buenos filtros lograr obtener ondas de gran calidad.
- Estudiar los nuevos componentes usados en electrónica de potencia y emplearlos en modelos de inversores fotovoltaicos. Alguno de estos componentes podrían realizarse con el grafeno, ya que este material además de tener unas características mecánicas excelentes, también lo tiene eléctricamente.

Sabemos que el grafeno es el material que actualmente más de moda esta ya que con solo 10 años desde su descubrimiento, está revolucionando el mundo entero gracias a las distintas características que concibe este material, que lo hace increíblemente revolucionario en el campo de la física y de la energía.



6. CONCLUSIONES

Respecto de la electrónica, este material es un gran conductor con un menor consumo de energía a la hora de realizar el mismo trabajo que otros materiales. Además, la frecuencia a la que trabaja este material es mucho mayor que el mejor material usado para procesadores, llegando a valores de hasta 1.000 GHz. Lo cual haría que en el mercado fotovoltaico los paneles fotovoltaicos e inversores tomaran un nuevo giro, y obtengamos unos rendimientos muy altos comparados a los actuales.



Capítulo 7

BIBLIORAFÍA



7. BIBLIOGRAFÍA

- [1]- *Energy Technology perspectives 2012*.
- [2]- *EPIA: European Photovoltaic Industry Association. Global Market Outlook for Photovoltaic until 2016*.
- [3]- *Periódico Cinco Días: "La reforma energética hace peligrar los proyectos fotovoltaicos sin prima"*.
- [4]- *"Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta de nave industrial existente en Castilla y León"*, Iñigo López Ayala, UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLA.
- [5]- *IEA: International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme 2011*.
- [6]- *IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers. Definition and Classification of Power System Stability. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol. 19*
- [7]- *"Diseño, modelado y optimización de sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia de generadores fotovoltaicos mediante convertidores CC/CC"*. Juan Manuel Enrique Gómez, Universidad de Huelva.
- [8]- *"Estudio Técnico-Económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 kW"*. Esther Sanz López-Argumedo, Universidad Carlos III de Madrid.
- [9]- *La célula solar más eficiente*, Javier Olea Ariza, UCM.
- [10]- *"Instalación solar fotovoltaica conectada a red"*. Universitat Politècnica de Catalunya.
- [11]- *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red. "De la AIE a los inversores"*. Eduardo Lorenzo, Instituto de Energía Solar. Universidad Politécnica de Madrid.
- [12]- *Mc Graw-Hill: Unidad 1, Componentes de una instalación solar fotovoltaica*.
- [13]- *Review Article: Analysis of a Three-Phase Grid-Connected PV Power System Using a Modified Dual-Stage Inverter. ISRN Renewable Energy Volume 2013*.
- [14]- *"Inversores PWM"*. Juan Díaz González, Universidad de Oviedo.
- [15]- *"Análisis y Diseño de Controladores para Inversores Multinivel en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red"*. Tesis Doctoral de Juan José Negroni Vera.
- [16]- *"Convertidor CC/CC elevador con seguidor de punto de máxima potencia mediante procesador de señal"*. Alejandro de Haro Carbonell, Universidad Carlos III de Madrid.



7. BIBLIOGRAFÍA

- [17]- ***“Diseño y simulación de inversor monofásico en puente completo modulado mediante PWM para un sistema fotovoltaico”***. D. Marco A. Luna Merino, Universidad Carlos III de Madrid.
- [18]- ***“Generación solar fotovoltaica. Integración en los sistemas eléctricos”***. Sergio Ríos Jiménez, Universidad Carlos III de Madrid.
- [19]- ***CENIDET: Centro nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Departamento de Ingeniería Electrónica. “Confiabilidad de inversores integrados en sistemas fotovoltaicos conectados a red”***, Enrique Contreras Martínez.
- [20]- ***“Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red”***. Tesis Doctoral de Linda Hassaine.
- [21]- ***“A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules”***. IEEE Transaction on industry applications, Vol. 41.
- [22]- ***“Review on Single-phase PV Inverters for Grid-connected Applications”***. 4th IASME/WSEAS International Conference on ENERGY, ENVIRONMENT, ECOSYSTEMS and SUSTAINABLE DEVELOPMENT (EEESD'08).
- [23]- ***“Methods for the Optimal Design of Grid-Connected PV Inverters”***. International Journal of Renewable Energy Research, IJRER E.Koutroulis, F.Blaabjerg, Vol.1, No.2, 2011.
- [24]- ***“PV systems Technologies. State-of-the-Art and Trends in Decentralized Electrifications”***. Refocus, SMA.
- [25]- ***“Design and Control of an Inverter for Photovoltaic Applications”***. Søren Bækhøj Kjær. Aalborg University, DENMARK.
- [26]- ***“Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil”***. Pedro José Débora, Universidad Carlos III de Madrid.
- [27]- ***“Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100kW”***. Clara Ormaechea Ballester, Universidad Carlos III de Madrid.
- [28]- ***“Coeficiente de rendimiento. Factor de calidad de la instalación fotovoltaica”***. SMA Solar Technology AG.
- [29]- ***Master en Energías Renovables y Mercado energético 2006/2007***. Energía Solar Fotovoltaica. eoi: Escuela de negocios.
- [30]- ***“Análisis y estudio del rendimiento de inversores integrados en los sistemas fotovoltaicos de conexión a red”***. Adriana Palomar Lozano, Universidad Carlos III de Madrid.
- [31]- ***“Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 kW”***. V. Salas, E. Olías. Electronic Technology Department/Universidad Carlos III de Madrid.



7. BIBLIOGRAFÍA

[32]- ***“Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters above 10 kW”***. V. Salas, E. Olías. *Electronic Technology Department/Universidad Carlos III de Madrid*.

[33]- ***“Sistema fotovoltaico-acumuladores de apoyo a una red rural: Proyecto “SIERRA DE MARÍA”***. J.Cidrás, E. Albo, C.Carrillo y A.Fernández, A.González y I.Cruz, M.A. Moreno, A.Hormigo y M.Erill

<http://power-electronics.com>

<http://es.krannich-solar.com/es/productos/inversores-solares/kaco-solar.html>

<http://www.kaco-newenergy.com/>

<http://www.aegps.es/solar/solar.html>

<http://www.vectron.net>

<http://es.enfsolar.com/directory/component/4798/dasstech>

<http://www.emersonindustrial.com/>

<http://www.greenpower.es/>

<http://www.helios-systems.net>

<http://www.ingeteam.com/>

<http://www.jema.es>

<http://reenergy.lt-i.com>

<http://www.magnetek.com>

<http://www.refu-elektronik.de>

<http://www.santerno.com>

<http://www.satcon.com>

<http://www.siemens.com>

<http://www.sma-iberica.com>

<http://www.sungrowpower.com>

<http://www.tmeic.co.jp>

<http://www.vacon.com>

<http://www.w2ps.us>



7. BIBLIOGRAFÍA

http://www.gte.us.es/~leopoldo/Store/tsp_17.pdf

<http://www.ison21.es/2012/02/02/11579/>

<http://ocw.uc3m.es/tecnologia-electronica/electronica-de-potencia/material-de-clase-1/MC-F-006.pdf>

http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/tecnologia-de-celulas-y-modulos-fotovoltaicos/Materiales/ud1/unidad-1.-la-celula-solar/skinless_view

http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico

<http://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/thin-film-solar-cell.htm>

http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica

<http://www.iea.org/topics/solarpvandcsp/>

<http://www.ceautomatica.es/old/actividades/jornadas/XXV/documentos/65-osarmaruel.pdf>